

# Análisis térmico y mecánico de un tubo receptor de un colector solar

---

Trabajo fin del Grado

**Marta Salmerón Herrero**

**Septiembre 2014**

Tutor: M. Reyes Rodríguez

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

## Índice

Índice de figuras .....	III
Índice de tablas .....	III
Nomenclatura.....	IV
Agradecimientos .....	V
Resumen.....	VI
Abstract .....	VII
1. Introducción y objetivos.....	1
1.1. Contexto económico-social .....	1
1.2. Problemática .....	2
1.3. Objetivos .....	2
1.4. Descripción del proceso de trabajo.....	3
1.5. Aplicaciones y consecuencias.....	4
2. Situación y contexto energético.....	5
2.1. Contexto energético mundial.....	5
2.2. Política energética mundial .....	8
2.3. Política energética en España .....	9
2.4. Contexto energético en España .....	11
2.5. Perspectivas de futuro sobre la energía.....	14
3. Energías renovables y energía solar de concentración .....	15
3.1. Energías renovables .....	15
3.2. Características de la energía solar de concentración (CSP) .....	16
3.3. Principales tecnologías de CSP .....	18
3.4. Evolución de la energía solar de concentración.....	21
3.5. Ventajas y desventajas .....	23
4. Centrales termo-solares de torre de potencia .....	25
4.1. Descripción general de una planta de potencia.....	25
4.2. Descripción del receptor .....	29
5. Presentación de la instalación Gemasolar .....	30
5.1. Descripción general de la instalación Gemasolar .....	30
5.2. Descripción del receptor de Gemasolar .....	31
6. Modelo matemático de la transferencia de calor en el receptor .....	34
6.1. Modelo estacionario .....	34
6.2. Estudio de las pérdidas en un tramo de tubo .....	35

6.2.1.	Pérdidas de calor por convección externa natural .....	35
6.2.2.	Pérdidas por radiación .....	36
6.3.	Balance energético en el tramo de tubo.....	43
6.4.	Cálculo de la temperatura del fluido a la salida del tramo de tubo.....	44
6.4.1.	Cálculo de la temperatura de película del fluido interno .....	44
6.4.2.	Cálculo de las propiedades de la sal.....	44
6.4.3.	Cálculo de la temperatura del fluido a la salida del tramo de tubo.....	45
6.5.	Cálculo la temperatura de pared .....	45
7.	Análisis del receptor en condiciones nominales .....	49
8.	Variaciones de las condiciones nominales .....	54
8.1.	Análisis de la geometría del receptor.....	54
8.2.	Análisis de las temperaturas .....	55
8.3.	Análisis de la eficiencia y diseño óptimo.....	58
8.4.	Factor económico para el diseño del receptor .....	59
9.	Conclusiones .....	63
	Bibliografía .....	65

## Índice de figuras

Figura 1.1: Diagrama de las principales tareas realizadas para realizar este trabajo .....	3
Figura 2.1: Consumo mundial desde 1971 hasta 2011 por tonelada de fuel equivalente [2] .....	5
Figura 2.2: Reparto del consumo energético mundial por regiones en 1973 y en 2011 [2] .....	6
Figura 2.3: Consumo mundial por región de diferentes combustibles en porcentaje (comparado en millones de toneladas equivalentes de petróleo) [4] .....	7
Figura 2.4: Inversión en plantas de generación de electricidad por tipo y por región de 2000 a 2012 [5] .....	8
Figura 2.5: Porcentaje de las energías renovables en España de 2008 a 2013 .....	11
Figura 2.6: Consumo energético primario en España desde 1965 hasta 2012 .....	12
Figura 2.7: Consumo energético por tipos de combustibles de España en 2012 .....	13
Figura 2.8: Producción primaria de energía en España en 2012 .....	13
Figura 3.1: Radiación solar media [13] .....	17
Figura 3.2: Sistemas de energía solar de concentración: sistema cilindro-parabólico lineal, sistema de torre de potencia, sistema lineal de lentes de Fresnel y discos parabólicos o discos Stirling [12].20	
Figura 3.3: Previsión de la evolución de la energía solar de concentración por regiones (TWh/año) [12] .....	22
Figura 3.4: Energía solar de concentración instalada hasta 2013 y proyectos de futuro (MW) [15] .....	22
Figura 4.1: Campo de heliostatos norte-sur – Proyecto PS 20 – Fuente: Abengoa .....	25
Figura 4.2: Campo de heliostatos circundante – Planta Gemasolar - Fuente: Torresol Energy Investments .....	26
Figura 4.3: Esquema de funcionamiento de una instalación de torre central con sales fundidas [16] ..	28
Figura 5.1: Descripción del flujo dentro del receptor (izq.) y flujo dentro de los paneles del receptor (der.) .....	32
Figura 5.2: Mapa de radiación .....	33
Figura 6.1: Esquema del área de estudio en el análisis de las pérdidas por radiación .....	36
Figura 6.2: Flujograma de la estructura seguida para el análisis térmico del receptor solar .....	48
Figura 7.1: Evolución de la temperatura de la pared del tubo y de la temperatura de las sales a lo largo del receptor .....	51
Figura 7.2: Evolución de las potencias a lo largo de un tubo del receptor (de la cara norte a la cara sur) .....	52
Figura 8.1: Temperaturas máximas de pared interior y exterior para diferentes diseños (distintos diámetros de tubo para mismo número de paneles) .....	57

## Índice de tablas

Tabla 3.1: Los cuatro tipos de sistemas de energía solar por concentración .....	18
Tabla 5.1: Propiedades geométricas del receptor y sus componentes .....	31
Tabla 6.1: Características de las superficies estudiadas para el cálculo de las pérdidas por radiación ..	39
Tabla 6.2: Resumen de los factores de forma de las tres superficies estudiadas .....	41
Tabla 6.3: Tabla resumen de las emisividades de las superficies estudiadas .....	42
Tabla 8.1: Datos geométricos y del flujo del fluido térmico del receptor .....	55
Tabla 8.2: Temperaturas de tubo exterior e interior máximas para diferentes diseños de receptores ..	56
Tabla 8.3: Coste del receptor en función de su geometría .....	61

## Nomenclatura

### Abreviaciones

<i>CSP</i>	Energía solar de concentración
<i>HTF</i>	Fluido de calor portador
<i>DSG</i>	Generador de vapor directo

### Signos

<i>C</i>	Relación de concentración
<i>A</i>	Área [ $\text{m}^2$ ]
<i>H</i>	Largo de un tubo [m]
<i>H<sub>tx</sub></i>	Largo de un tramo de tubo [m]
<i>D</i>	Diámetro [m]
<i>w<sub>p</sub></i>	Ancho de paneles [m]
<i>N</i>	Número
<i>B<sub>t</sub></i>	Distancia entre tubos [m]
<i>q</i>	Flujo de calor [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
<i>E<sub>b</sub></i>	Radiación emitida por una superficie [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
<i>H<sub>o</sub></i>	Irradiación del exterior [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
<i>J</i>	Radiosidad de una superficie [ $\text{W}/\text{m}^2$ ]
<i>Q</i>	Potencia [W]
<i>T</i>	Temperatura [K]
<i>η</i>	rendimiento
<i>m</i>	Flujo másico [ $\text{kg}/\text{s}$ ]
<i>U</i>	Coeficiente global de transferencia de calor []
<i>h</i>	Coef. de transf. de calor por convección [ $\text{W}/\text{K}\cdot\text{m}^2$ ]
<i>k</i>	Conductividad térmica [ $\text{W}/\text{K}\cdot\text{m}$ ]
<i>R</i>	Resistencia térmica [ $\text{K}/\text{W}$ ]
<i>R<sub>f</sub></i>	Coeficiente de ensuciamiento [ $\text{W}\cdot\text{m}^2/\text{K}$ ]
<i>Re</i>	Número de Reynolds
<i>Pr</i>	Número de Prandtl
<i>Nu</i>	Número de Nusselt
<i>Gr</i>	Número de Grashof
<i>σ</i>	Constante de Stefan-Boltzmann [ $\text{W}/\text{m}^2\text{K}^4$ ]
<i>g</i>	Aceleración de la gravedad [ $\text{m}/\text{s}^2$ ]
<i>β</i>	Coeficiente de expansión térmica [ $1/\text{K}$ ]
<i>ν</i>	Viscosidad cinemática [ $\text{m}^2/\text{s}$ ]
<i>ρ</i>	Densidad [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]

<i>μ</i>	Viscosidad absoluta [ $\text{Pa}\cdot\text{s}$ ]
<i>C<sub>p</sub></i>	Calor específico [ $\text{J}/\text{K}\cdot\text{kg}$ ]
<i>ε</i>	Emisividad de una superficie
<i>α</i>	Absorbancia de una superficie
<i>F</i>	Factor de forma

### Sufijos

<i>i</i>	Interior
<i>e</i>	Exterior
<i>hel</i>	Heliostatos
<i>amb</i>	Ambiente
<i>s</i>	Sales
<i>si</i>	Sales de entrada
<i>se</i>	Sales de salida
<i>sm</i>	Sales, media
<i>wi</i>	Pared interior del tubo
<i>we</i>	Pared exterior del tubo
<i>abs</i>	Absorbido
<i>conv</i>	Convección
<i>rad</i>	Radiación
<i>cond</i>	Conducción
<i>t</i>	Superficie de los tubos
<i>a</i>	Superficie ambiente
<i>r</i>	Superficie del refractario
<i>1</i>	Superficie de los tubos
<i>2</i>	Superficie ambiente
<i>3</i>	Superficie del refractario
<i>x</i>	Iteración actual
<i>x+1</i>	Iteración siguiente
<i>su</i>	Suelo
<i>c</i>	Cielo
<i>D</i>	Diámetro
<i>tp</i>	Tubos por panel
<i>tt</i>	Total de tubos
<i>p</i>	Panel

## Agradecimientos

Agradezco la ayuda proporcionada por todos aquellos que me han acompañado este cuarto año de carrera. En primer lugar, agradezco todos los conocimientos que he recibido de Reyes, quien además de guiarme en la realización de proyecto me ha transmitido su entusiasmo a lo largo de este trabajo. En segundo lugar, a toda mi familia, por su apoyo incondicional en cualquier situación de mi vida: mil gracias. Y por último, a los grandes amigos de dentro y fuera de la carrera por sus constantes mensajes de ánimo, especialmente a Tao por su paciencia.

## Resumen

Las plantas de termosolares de torre de potencia son una de las alternativas de energías renovables más eficientes hoy en día. Dentro de estas instalaciones, el receptor solar es una de las piezas clave de las instalaciones ya que éste transforma la radiación incidente del sol en energía térmica. Dado el alto coste de estas instalaciones es importante que se obtenga el máximo rendimiento de ellas y que la vida útil sea lo más larga posible para rentabilizar la inversión inicial.

El receptor está sometido a una radiación incidente muy concentrada y trabaja en rangos de temperaturas altos y extremos. Por ello, un estudio en profundidad de este componente es de gran utilidad para poder controlar su buen funcionamiento. En este estudio se ha analizado térmica y mecánicamente un receptor muy similar al de la planta Gemasolar. Se ha estudiado la evolución de la temperatura de las sales térmicas que circulan por el receptor y de los tubos que lo componen. Para el buen funcionamiento de la instalación es necesario que no se sobrepasen los límites de las temperaturas del tubo y de las sales. El análisis muestra que las temperaturas más altas se encuentran en los heliostatos situados en las caras oeste y este por lo que deben ser controlados con más cautela.

Con el objetivo de tener el mayor rendimiento y vida útil posible se estudian diferentes diseños del receptor variando el diámetro de tubos y el número de paneles en el receptor. La variación de la geometría del receptor muestra que el rendimiento térmico es muy similar de un diseño a otro puesto que la energía absorbida es muy parecida independientemente del modelo. Sin embargo, entre los diferentes modelos las condiciones de trabajo varían enormemente. Para los diseños con diámetros de tubos grandes y menor número de paneles, las temperaturas alcanzadas se acercan a las temperaturas límite reduciendo la vida útil del receptor. Por el contrario, con la reducción del diámetro de los tubos, los rangos de temperatura son más favorables para la larga duración del receptor. Por otra parte, con la reducción del diámetro de tubos y del número de paneles se obtienen flujos máxicos menores en la instalación. Gracias a esta reducción el desgaste de los tubos disminuye considerablemente. Sin embargo las mejores condiciones para el incremento de la vida útil del receptor suponen costes muy elevados. Por esa razón es importante encontrar un balance entre el coste del diseño manteniendo las mejores condiciones posibles del receptor.

## Abstract

Nowadays, solar power-tower plants are one of the most efficient renewable energies. The receiver from these plants has a key function since due to the receiver the solar radiation is converted into thermal energy. Due to the high cost of these plants, obtaining a high efficiency and a long life time is one of the main objectives of the current plants. High values of efficiency and lifetime make the initial investment of the plant be worth.

The receiver works under very high and extreme temperature conditions, also it receives highly concentrated radiation. Therefore, a deep knowledge of the receiver is needed in order to ensure the correct operation of this device. In this paper, a thermal analysis has been performed of a receiver very similar to the one used in Gemasolar. The analysis of the temperature progress along the receiver was made to understand salt and tubes temperature variations. To ensure the good performance of the receiver, the temperature of the thermal fluid and the receiver's tube should never go over the temperatures limits. The analysis shows that highest temperatures exist in the east and west sides of the receivers, therefore special caution should be taken while controlling these sides of the receiver.

In order to have the highest efficiency and largest lifetime of the receiver, different designs have been studied by making variations in the number of panels and in the diameter of the tubes. After the analysis, it is shown that the geometric variations of the receivers have little impact in the thermal efficiency. This is due to the fact that overall absorbed energy is very similar from one design to another. However, by comparing all the designs, big differences in the work conditions exists between all of them. For little number of panels and high tube diameters, temperatures reach the limit values. This implies an important reduction in the lifetime of the receiver. On the opposite side, by reducing tubes diameter and increasing the number of panels working temperatures are reduced. Also, mass flux changes with the geometry of the receiver, by reducing number of panels and the diameter of the tubes smaller mass fluxes are obtained. With reduced mass fluxes, the tubes wear slowly, increasing receiver's lifetime. However, the best conditions for the receiver are achieved with the most expensive designs. As a consequence a balance between cost and optimum design should be found in order to have the best possible receiver's conditions.



# 1. Introducción y objetivos

## 1.1. Contexto económico-social

El desarrollo de la humanidad a lo largo del tiempo ha dependido estrechamente de las fuentes de energía utilizadas por ésta. Actualmente, la sociedad es muy dependiente de la energía eléctrica que a su vez está producida por otras fuentes de energía. Unos años atrás el único objetivo de la generación de energía, tanto eléctrica como otras, era producir energía de la forma más eficiente.

Actualmente, el consumo de energía aumenta cada vez más a nivel global, sin embargo los recursos hasta ahora utilizados se ponen en duda por diferentes razones. Por un lado, los combustibles fósiles como el carbón, petróleo o gas, se están agotando ya que su consumo es mucho mayor que su generación natural. El agotamiento de estos recursos implicaría, en un futuro, el aumento de los precios y el perjuicio de la sociedad que sería dependiente de un bien escaso, frenando así su desarrollo. Por otro lado, las fuentes de energía actuales son criticadas también por su impacto medioambiental negativo. El efecto invernadero causado por las emisiones de CO<sub>2</sub> de los combustibles fósiles, junto con las importantes consecuencias medioambientales de la energía nuclear, son dos de las principales críticas hechas por la sociedad actual.

Dada la necesidad creciente de energía pero la falta de proyección sostenible de las fuentes de energía actuales, ha sido necesaria la búsqueda de alternativas. Una de las ramas de investigación y utilización actuales de recursos energéticos corresponde con la utilización de energías renovables. Las fuentes de energías renovables muestran un crecimiento mundial desde 2000 [1].

De entre las diferentes formas de energía renovables está la energía solar de concentración (CSP<sup>1</sup>). Ésta ya se utiliza comercialmente aunque muchas de sus formas siguen siendo investigadas y todas ellas están en fase de mejora constante. El objetivo de esta fuente de energía es la generación de electricidad a nivel comercial. Esta forma de energía está presente en diferentes países pero tiene especial relevancia en Estados Unidos y España. Actualmente una de las formas de energía de la CSP son las torres de potencia, entre las cuales existe una planta comercial en Sevilla llamada Gemasolar.

---

<sup>1</sup> CSP: Concentrated Solar Power

## 1.2. Problemática

Dadas las necesidades energéticas mundiales y españolas, las energías renovables y más precisamente las energías solares han tenido un desarrollo muy rápido en los últimos años. En consecuencia, ha pasado del ámbito de la investigación al ámbito industrial y comercial con rapidez. Podemos suponer que este sistema va a seguir creciendo hasta ser una fuente de energía de gran importancia en el futuro.

La CSP ha demostrado ser capaz de producir energía eléctrica de forma eficaz bajo las condiciones en las que actualmente se opera. Dado que esta fuente de energía depende de la luz solar, son necesarias unas condiciones climatológicas de muchas horas de luz anuales. A su vez, no es posible generar energía durante la noche o en días nublados. Esta es una de las razones por las cuales España, con un clima favorable a estas condiciones, es un lugar idóneo para estas instalaciones.

En concreto, los sistemas de torre de potencia están especialmente enfocados en la producción de electricidad. Dado que en España se encuentra la planta Gemasolar, las investigaciones en torno a esta forma de generación de energía se han multiplicado en nuestro territorio. A pesar de que la planta Gemasolar ya se encuentra bajo funcionamiento, van surgiendo problemáticas a lo largo de su utilización. Su temprano funcionamiento hace que todavía se esté conociendo esta tecnología que está lejos de estar en su funcionamiento óptimo. Por esa razón, se investiga constantemente para mejorar esta nueva forma de generación de energía.

## 1.3. Objetivos

Este trabajo tiene como objetivo ayudar a mejorar el entendimiento de los sistemas de concentración tipo torre. En concreto se busca entender mejor el funcionamiento del receptor en lo alto de la torre, una parte esencial de dicha instalación. Para ello este trabajo enfoca su estudio en los tubos del receptor por donde circula el fluido térmico. A continuación enumeramos los principales puntos desarrollados en este trabajo.

- Reproducción lo más verídica posible de las condiciones de trabajo del receptor solar de la planta de Gemasolar
- Simulación de los procesos térmicos producidos en el receptor
- Cálculo de la energía obtenida bajo ciertas condiciones de trabajo
- Estudio de los resultados obtenidos en condiciones nominales
- Variación del modelo nominal en busca de las condiciones óptimas de diseño

Con el objetivo diseñar el receptor de la torre más favorable a la instalación de torre de potencia, en primer lugar estudiaremos las condiciones de trabajo del receptor. Una vez entendido el funcionamiento del receptor actual, las variaciones nos permitirán obtener el diseño más óptimo. Para la elección del diseño óptimo se tendrá en cuenta tanto los requerimientos de la instalación y sus limitaciones, como el aspecto económico.

## 1.4. Descripción del proceso de trabajo

Previamente a la redacción de este informe se ha realizado un trabajo de búsqueda, análisis matemático y físico, junto con numerosos cálculos. Este trabajo consta de dos grandes partes.

La primera consiste en la lectura, comprensión y estudio de las tecnologías de concentración, sobre todo de los sistemas de torre de potencia. En concreto es importante la lectura de análisis utilizados en otros estudios. La comprensión y comparación de los métodos de trabajo anteriormente utilizados permiten definir la metodología de cálculo hecha más adelante. Esta parte es de gran importancia a lo largo de todo el proyecto ya que sin esta, no se podrían realizar los cálculos posteriores.

En segundo lugar se hará una simulación de una tubería del receptor de la torre. Puesto que la mayoría de los datos para este apartado son incógnitos, diferentes metodologías y formas de análisis podrán ser utilizadas, finalmente sólo se han conservado aquellas que se consideren más apropiadas. Para hacer las simulaciones de los procesos térmicos de la instalación se ha utilizado principalmente el programa informático MATLAB. También se han utilizado otros programas como Matcad y Excel. Gracias a esta simulación, se obtendrán unos datos numéricos equiparables a los datos reales. El conjunto de estos apartados permitirán hacer conclusiones sobre el funcionamiento de los receptores de las torres de concentración.

A continuación mostramos un diagrama con las principales tareas realizadas y el tiempo de realización de estas. Como podemos ver en la Figura 1.1, la principal carga de trabajo se ha centrado en el proceso de cálculo, ya que estas tareas son las que han permitido el verdadero análisis de este trabajo.

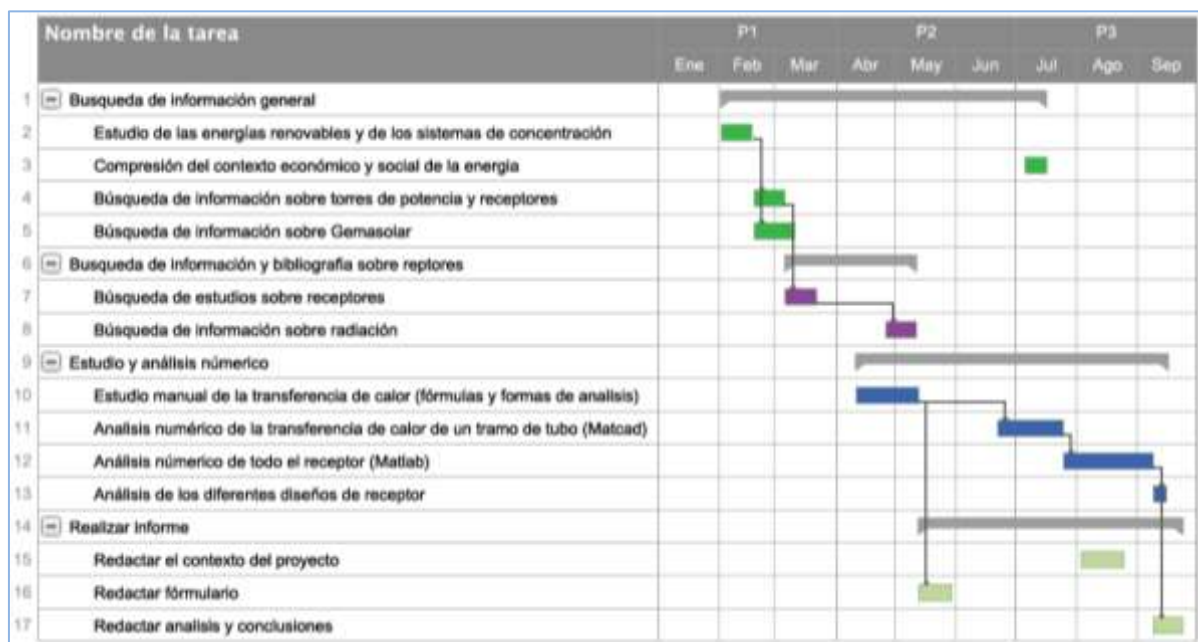


Figura 1.1: Diagrama de las principales tareas realizadas para realizar este trabajo

## 1.5. Aplicaciones y consecuencias

El estudio realizado en este trabajo se inspira de las instalaciones de Gemasolar y de las condiciones de esta planta. Por lo tanto todos los resultados obtenidos tienen una aplicación para dicha planta. Estos resultados se ofrecen como recomendaciones de mejora para esta tecnología.

Este trabajo realiza su estudio bajo condiciones ideales, por lo que no se puede comparar la efectividad de los resultados en una situación real. Sin embargo, sirve para mejorar el entendimiento de los receptores gracias a los modelos diseñados y datos obtenidos. Además, gracias a este estudio se pueden obtener mejoras de rendimiento y alargamiento de la vida útil del receptor. Esto implica también mejoras en el ámbito económico. Esperemos que el creciente estudio de estas tecnologías, permitan el desarrollo de más instalaciones comerciales tanto en España como en el extranjero.

## 2. Situación y contexto energético

### 2.1. Contexto energético mundial

El estilo de vida que tiene la sociedad mundial actual es muy dependiente de la energía. La calidad de vida ha ido aumentando desde la revolución industrial de una forma vertiginosa gracias a la evolución de la producción energética. Con el desarrollo de nuevas formas de producción de energía, se ha podido producir mayor cantidad y variedad de energía a menor coste. La facilidad de acceso a la energía, tanto de países desarrollados como en vía de desarrollo, hace que el consumo energético mundial aumente con los años, como podemos observar en la Figura 2.1. Como se puede observar, el crecimiento del consumo energético principalmente está causado por el consumo de petróleo y de la electricidad. De ahí que la mayor parte de la población actual sea muy dependiente de estas dos fuentes de energía.

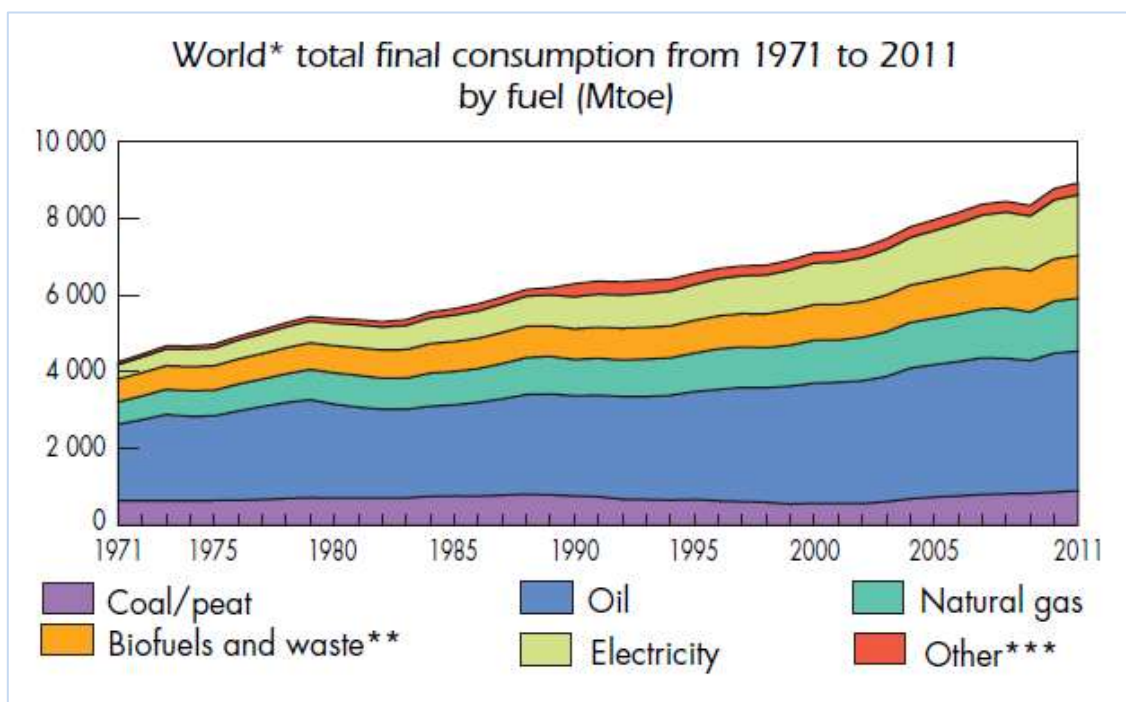


Figura 2.1: Consumo mundial desde 1971 hasta 2011 por tonelada de fuel equivalente<sup>2</sup> [2]

Existe una creciente preocupación en relación a la sostenibilidad del consumo de estas fuentes de energía. Por una parte la demanda energética aumenta, pero por otra parte los precios de

2

\* World includes international aviation and international marine bunkers.

\*\*Data prior to 1994 for biofuels and waste final consumption have been estimated.

\*\*\*Other includes geothermal, solar, wind, heat, etc.

la energía incrementan y algunas fuentes de combustible finitas disminuyen con su consumo. Esto genera tensiones geopolíticas por poseer fuentes de energía que permitan abastecer a las poblaciones. A su vez, existen cambios en el ámbito energético que hacen que la demanda crezca en países en vía de desarrollo como por ejemplo China, ver Figura 2.2. Estos cambios en el reparto del consumo energético modifican la compra y venta de energía mundial. Todas estas variables hacen que el mercado energético por una parte sea un mercado imprescindible para la sociedad, pero que por otra se encuentre bajo presión dado su presente cambiante y su futuro incierto.

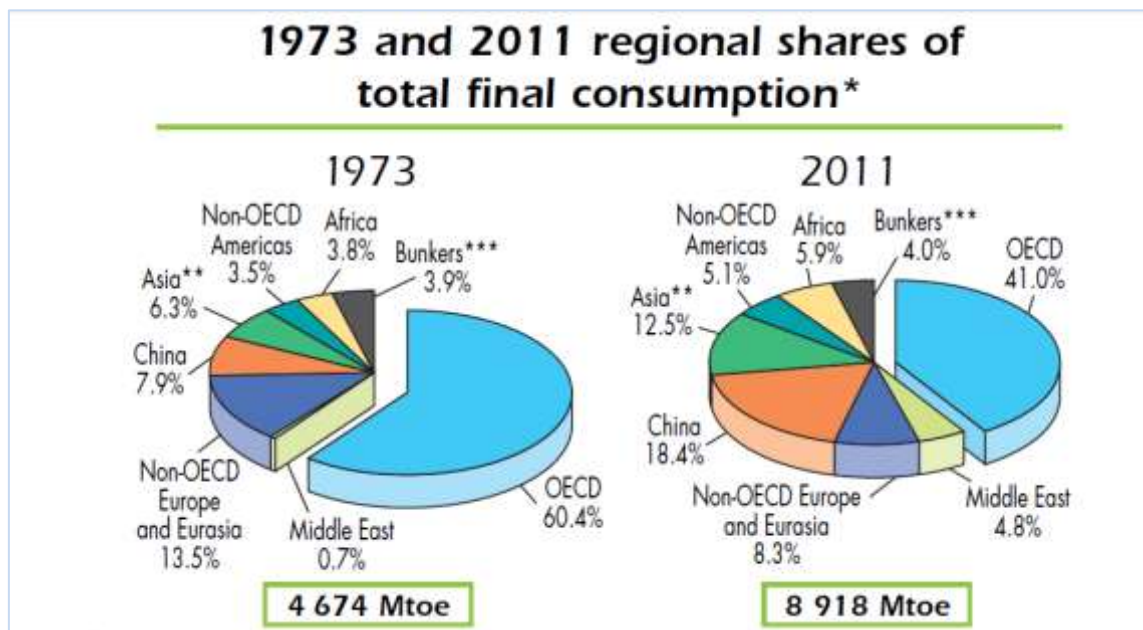


Figura 2.2: Reparto del consumo energético mundial por regiones en 1973 y en 2011<sup>3</sup> [2]

Por otra parte, existen otras razones para que el mercado energético esté cambiando: la creciente preocupación por el medioambiente. Desde hace unas décadas, se ha incrementado la preocupación social y gubernamental por el deterioro medioambiental de nuestro planeta. La principal razón para este deterioro está causada por las emisiones de los gases con efecto invernadero, por los residuos de la población, y por el saqueo de los recursos energéticos y naturales del planeta. En relación al consumo energético se encuentran problemáticas medioambientales como la emisión de gases con efecto invernadero como el CO<sub>2</sub>, el peligro de las plantas nucleares para el medioambiente, el consumo excesivo de combustibles naturales y los residuos de fuentes de energías como las baterías.

El consumo de energía, sobre todo causado por el consumo de combustibles fósiles, es causante de las emisiones contaminantes de la atmósfera. Según la EIA<sup>4</sup> [3] ha habido un aumento de las emisiones de CO<sub>2</sub> en los últimos 30 años de más del 100% a causa del consumo energético que aumenta el efecto invernadero del planeta. Con el incremento de la

<sup>3</sup>

\*Data prior to 1994 for biofuels and waste final consumption have been estimated

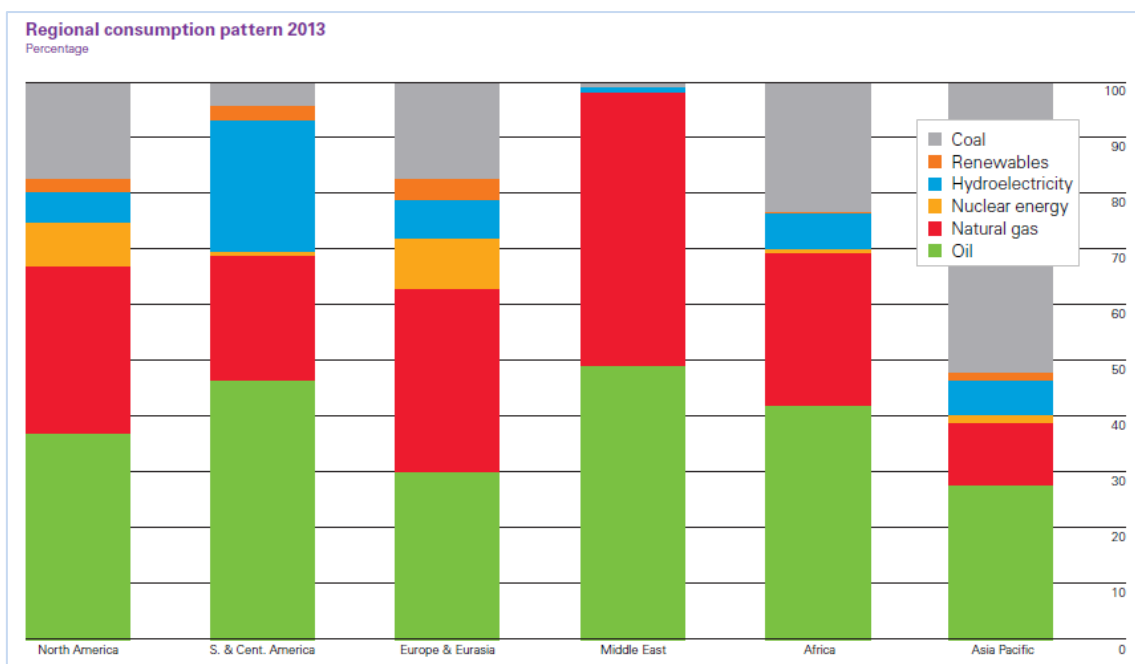
\*\*Asia excludes China

\*\*\* Includes international aviation and international marines bunkers

<sup>4</sup> EIA: U.S. Energy Information Administration

preocupación mundial por el medioambiente, varios gobiernos han firmado diferentes acuerdos internacionales para la disminución de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Las problemáticas relacionadas con la producción de energía como los cambios en los mercados, la dependencia en formas de energías escasas y el deterioro medioambiental, cada vez son más criticadas. Por esta razón, desde hace unas décadas se lleva a cabo un cambio en la forma de generar energía. Cada vez más, se utilizan formas de energías alternativas menos contaminantes como se ha podido observar en la Figura 2.1. Entre estas fuentes de energía alternativas se encuentran las energías renovables.



**Figura 2.3: Consumo mundial por región de diferentes combustibles en porcentaje (comparado en millones de toneladas equivalentes de petróleo) [4]**

El marco energético actual muestra que se tiende a invertir en las energías renovables. La inversión en este tipo de proyectos es de muy alto coste, sin embargo los gobiernos como las empresas privadas son conscientes de que las plantas de energías renovables tienen una mayor sostenibilidad en el futuro. Entre 2000 y 2012 en países de la OCDE<sup>5</sup>, la inversión en las fuentes de energía convencionales (combustibles fósiles, nuclear e hidroeléctricas) se ha mantenido más o menos constante. Mientras que las energías renovables han visto un crecimiento importante gracias a las políticas que favorecen estas fuentes energéticas. Actualmente, la generación de energía gracias a las hidroeléctricas y a las energías renovables tiene gran importancia a nivel mundial, ver Figura 2.3. En concreto resaltamos su importancia en América – principalmente Estados Unidos –, como en Europa.

Las energías renovables más desarrolladas actualmente son la energía hidráulica, eólica, solar (la fotovoltaica y la de concentración) y la biomasa. En concreto, las plantas eólicas junto con la generación solar fotovoltaica han crecido de un 14% en 2000 a más de un 60% en 2012, según los estudios realizados por la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [5]. En la Figura 2.4

<sup>5</sup> OECD: Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos



podemos ver que las energías renovables constituyen una parte importante de la inversión actual en países de la OECD, y que poco a poco adquiere importancia en países en vías de desarrollo como es el caso de China. Las energías renovables están enfocadas principalmente a la generación de electricidad donde actualmente esta tecnología permite una producción satisfactoria. En algunos casos, las energías renovables se acompañan de otras formas de producción para hacerlas más eficientes y capaces de satisfacer la demanda requerida.

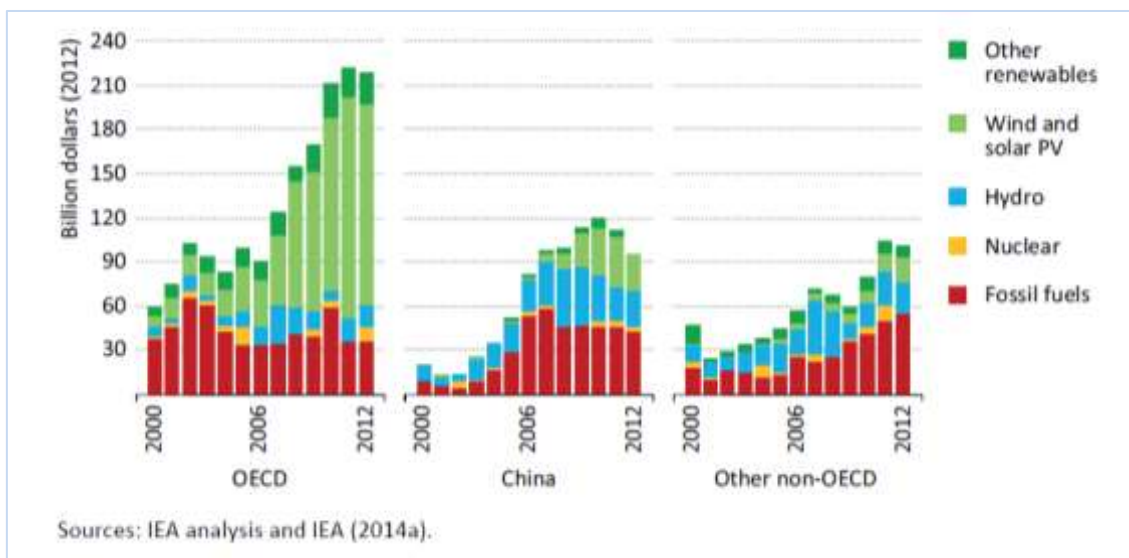


Figura 2.4: Inversión en plantas de generación de electricidad por tipo y por región de 2000 a 2012 [5]

Es importante conocer el uso que se le da a la energía en la sociedad, para conocer el contexto energético actual. Mundialmente el consumo energético se reparte entre la industria (51%), el transporte (20%), el sector de la edificación (18%) y los servicios con un 12% del consumo mundial de energía. El sector del transporte va ligado a los combustibles fósiles y actualmente presenta algunas alternativas viables aunque limitadas. El resto de sectores, dependen principalmente del consumo eléctrico y de la generación de calor.

## 2.2. Política energética mundial

La política energética es un tema de gran importancia ya que ésta dirige el comportamiento energético a nivel mundial y también nacional. La política energética varía a lo largo de los años dependiendo del estado económico y político de los países, además de su variación a causa del desarrollo tecnológico de las diferentes formas de energía. Actualmente existe una voluntad general de crear un sistema energético sostenible en el tiempo y con el medioambiente. Sin embargo, esta voluntad choca con el crecimiento económico y social instaurado. Por esa razón los objetivos gubernamentales tienen que tener en cuenta el factor de crecimiento junto con la sostenibilidad.

Del lado del crecimiento económico y social, el principal objetivo es poder abastecer a la población y las necesidades de la industria. Además, es necesaria la sostenibilidad económica y la rentabilidad de la producción energética. Para llevar a cabo estos objetivos, es necesario



contar con un sistema energético fiable. La energía consumida puede venir de la producción interna o de la importación de energía en diferentes formas. Para obtener un sistema más rentable, es preferible reducir la dependencia energética al máximo y utilizar fuentes de energía regionales.

Del lado de la sostenibilidad con el futuro y medioambiente el principal objetivo es producir energía utilizando fuentes de energía inagotables y no contaminantes. Estas fuentes son por ejemplo el agua, el aire, el viento, la radiación solar o incluso las corrientes marítimas. Para llegar a estos objetivos, es necesario reducir el uso de combustibles fósiles. En consecuencia, esto llevaría a la reducción de emisiones contaminantes.

Estos dos principales objetivos son por desgracia en gran medida muy contradictorios. Actualmente no existe una forma viable de llevar a cabo estos dos objetivos en su totalidad. De ahí que el principal objetivo actual sea el económico. Sin embargo, el objetivo de la sostenibilidad cada vez cobra más importancia y tiene un rol decisivo en las políticas energéticas actuales.

Desde hace unas décadas, las políticas energéticas no son solo de ámbito nacional sino que tienen una proyección internacional muy importante, a causa de la globalización actual del mercado energético. El importante flujo de energía importada y exportada entre países aumenta el diálogo entre países y la creación de políticas globales. La IEA<sup>6</sup> es un ejemplo de organización que ha fomentado el diálogo y la creación de políticas entre sus países miembros. Las principales políticas mundiales creadas a lo largo de estos años se han centrado en la reducción de emisión de gases con efecto invernadero. De la preocupación por las emisiones nacieron eventos mundiales como la *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) con el que se pactó el Protocolo de Kyoto. A pesar de su limitada aplicación entre los países miembros, este pacto fue de gran relevancia histórica, ya que implicaba a un gran número de países en la lucha contra la emisión de gases.

### 2.3. Política energética en España

Hace no más de 5 años el consumo de energía español dependía en un 83% de combustibles fósiles; donde el 47% de las fuentes energéticas era el derivado del petróleo y un 25% era el gas natural provenientes en su casi totalidad del extranjero. España a principios del siglo XXI dependía de la importación energética en un 78.5% del total del suministro primario de energía [6]. Dadas las políticas europeas para fomentar el aumento de la eficiencia energética, el desarrollo sostenible y la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, las fuentes de energías en España han cambiado en estos últimos años.

En materia de eficiencia energética, se han llevado a cabo medidas en todo el sector energético gracias a medidas como el Plan de Intensificación del Ahorro y la Eficiencia Energética (2011). Para fomentar la eficiencia, el gas natural se ha integrado en el mercado energético como el recurso con mayor crecimiento tanto para la producción de calor como de

---

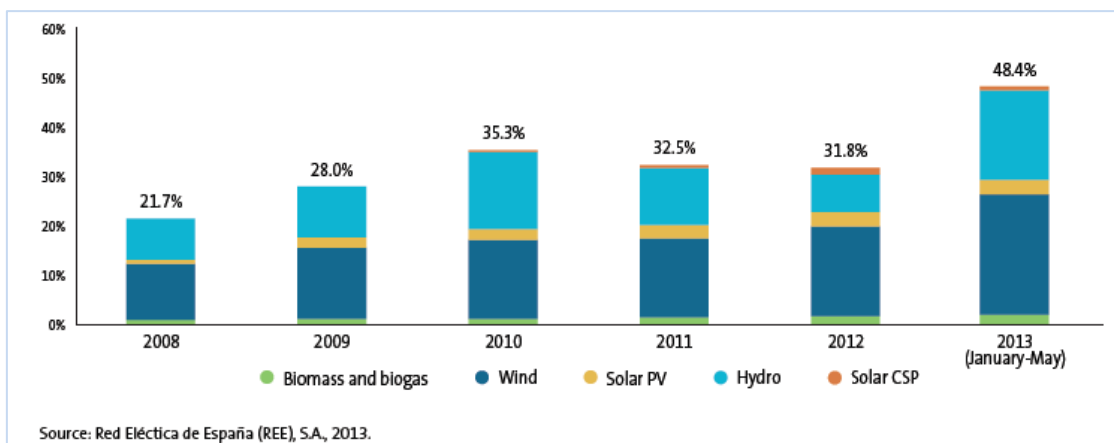
<sup>6</sup> IEA: International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía en español)

electricidad. El gas natural es actualmente el recurso más eficiente y económicamente rentable del mercado español. Dentro de los objetivos para aumentar la eficiencia energética, está el del control y mejora de la Red Eléctrica Española. Además, en las últimas décadas se ha fomentado la integración entre Portugal y España como región Ibérica para crear redes conjuntas de gas natural y de electricidad. Otras de las fuentes de energía más eficientes en la actualidad es la energía nuclear. Sin embargo, al contrario que otros países de la Unión Europea, España tiene como objetivo la reducción progresiva de la aportación energética de este tipo de plantas.

En el marco de la reducción de CO<sub>2</sub> la Unión Europea ha jugado un papel clave, ya que España y el resto de países miembros firmaron acuerdos vinculantes para la reducción de emisiones de gases con efecto invernadero. Para la reducción de emisión de CO<sub>2</sub> en el sector del transporte, principalmente se han utilizado incentivos relacionados con los impuestos para promover biocombustibles y la utilización de vehículos con bajas emisiones. Además, España está invirtiendo en el desarrollo de la red de trenes de alta velocidad como alternativa a los vehículos de carretera que emiten más gases contaminantes.

Uno de los focos de actuación más importantes de las políticas energéticas en España, ha sido la inversión tanto en investigación como en el desarrollo de las energías renovables. Esto se debe a los objetivos fijados por la Unión Europea para el 2020 en el que se debe conseguir que un 20% del consumo final de energía provengan de fuentes renovables. En los últimos años, España ha conseguido ser uno de los referentes mundiales en la integración de energías renovables en el mercado energético nacional. En la primera mitad de 2012, alrededor del 48% de la demanda eléctrica fue producida por energías renovables [7]. En concreto, el desarrollo de la energía eólica ha sido vertiginoso hasta alcanzar una generación 22000 MW anuales en 2013, es decir alrededor de un 20% de la energía eléctrica consumida según datos de la Red Eléctrica de España REE, ver Figura 2.5. A pesar de estos grandes avances, la bajada del crecimiento energético a causa de la situación económica de los últimos años hace que estos objetivos tengan que ser redefinidos para ajustarse a la realidad actual.

Por otra parte, cabe destacar que las ayudas inicialmente ofrecidas por el gobierno español para el desarrollo de las energías renovables han permitido que España se convirtiese en un referente de las energías renovables a nivel mundial. Las ayudas ofrecían una retribución por unidad de energía producida con energía renovable, lo que atrajo a numerosos inversores tanto nacionales como extranjeros. Sin embargo, desde 2012 la supresión de las primas que recibían las empresas por la producción de electricidad a partir de energía renovable ha afectado a este mercado. A pesar de la limitación del crecimiento de las energías renovables en estos últimos años debido a estas causas, este mercado sigue creciendo dado el atractivo de estas energías a nivel de rentabilidad futura.



**Figura 2.5: Porcentaje de las energías renovables en España de 2008 a 2013**

Por último, una de las políticas más recientes del mercado energético español conciernen las reformas del sistema de regulación de tarifas. Los objetivos principales de las medidas se centran en la competitividad y la sostenibilidad económica del mercado energético Español. Tradicionalmente, España ha limitado los precios de la electricidad para los consumidores. Sin embargo, en la última década, el aumento de los costes de la producción de electricidad ha estado por encima del aumento de los precios del mercado. Por esa razón, el déficit del gobierno en este mercado aumentó considerablemente en estos años. Las políticas dentro del sector eléctrico tienen como objetivo que las tarifas del mercado alcancen la suficiencia de ingresos respecto a los costes del sistema. Como respuesta a esta situación, se han tomado medidas para liberalizar los sectores del gas natural y electricidad. En consecuencia el mercado energético español está menos concentrado, aumentando así la oferta y demanda. En 2009 el gobierno hizo una revisión del sistema de regulación de tarifas de electricidad y más adelante en 2012 un ajuste de dichas tarifas a la realidad del mercado actual; permitiendo la reducción del déficit nacional, y una actualización del mercado hacia un marco más real y sostenible.

En resumen, en las últimas décadas, las políticas españolas relacionadas con el mercado energético se han visto enormemente influenciadas por los objetivos marcados por la Unión Europea (UE). Los objetivos de la UE se centran en la seguridad del suministro, a la par que en la promoción de energías renovables, en fomentar la eficiencia energética y en la reducción de gases con efecto invernadero. Para seguir estos objetivos, en los últimos años el mercado energético español ha cambiado fomentando el consumo de gas natural y de energías renovables (eólica y solares principalmente), además de fomentar políticas para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

## 2.4. Contexto energético en España

La evolución del sector energético español de los últimos 50 años ha sido de gran crecimiento, en acorde al comportamiento del resto de países desarrollados y especialmente impulsado tras la instauración de la actual democracia. Sin embargo, la tendencia de crecimiento se vio interrumpida a partir de 2008 con la crisis global. Desde entonces, ha habido un descenso en el

crecimiento económico del país que ha afectado al sector energético como podemos observar en la Figura 2.6. El descenso de la demanda energética se ha visto afectado por todos los sectores pero especialmente por el descenso de la actividad en la industria [8].

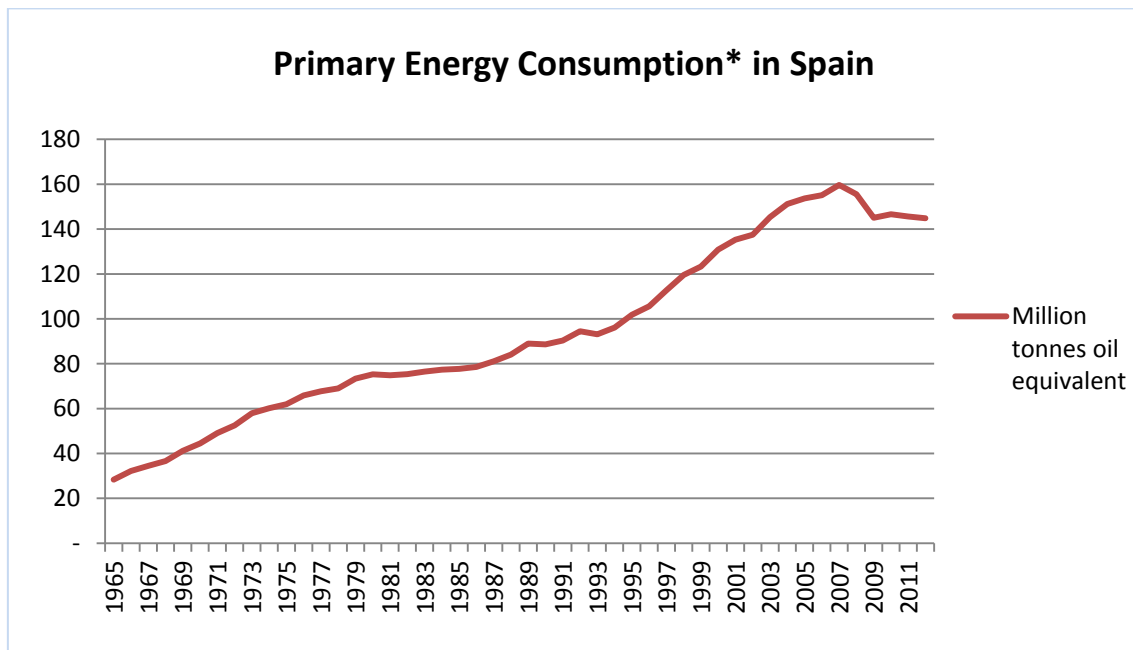


Figura 2.6: Consumo energético primario en España desde 1965 hasta 2012<sup>7</sup>

La demanda energética en España principalmente se abastece de combustibles fósiles representando un 77% del consumo energético total. De estos combustibles, el petróleo y el gas natural son las principales fuentes energéticas de nuestro país (ver Figura 2.7). El descenso registrado desde 2008 del consumo de energía ha sido de gran relevancia para el cambio de la estructura de la generación eléctrica en este país. En general la demanda de todos los tipos de combustible ha descendido, sin embargo el consumo de las energías renovables ha aumentado en estos últimos años. Este comportamiento sigue la tendencia que ya tenía antes de la crisis económica, que se ha visto acompañada por el consumo de estas energías para generar electricidad. Relativo al consumo de carbón existe el objetivo de cerrar las minas de carbón menos competitivas. Cabe destacar que en estos últimos años el descenso económico se está frenando y eso se refleja en el consumo energético que ha pasado de descender con un ritmo del 4% a un 0.8% en 2012 respecto a 2011 [8].

<sup>7</sup> Gráficas realizadas a partir del *BP Statistical review of World Energy 2013* [4]

\* In this Review, primary energy comprises commercially traded fuels including modern renewables used to generate electricity.

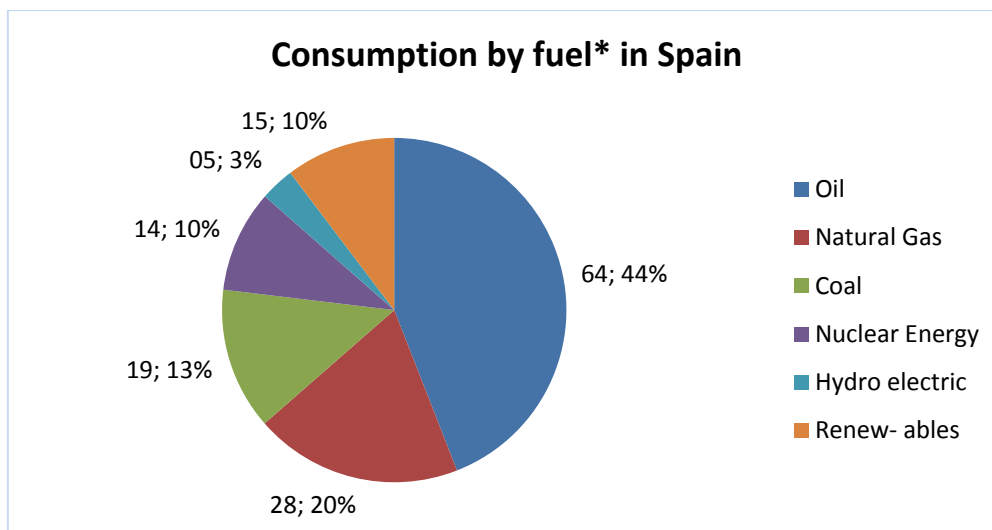


Figura 2.7: Consumo energético por tipos de combustibles de España en 2012<sup>8</sup>

La producción interior de energía primaria representa alrededor del 25% de la energía que el país consume. En los últimos años, la producción nacional ha aumentado, especialmente fomentado por la producción gracias a energías renovables. Como podemos observar en la Figura 2.8, la mayor parte de la producción de energía interna proviene de la energía nuclear con un 48% del total, seguido de las energías renovables con un 44% y un 7% de combustibles sólidos (principalmente el carbón). Los combustibles líquidos como el gas natural o el petróleo son limitados en nuestro país. La dependencia energética muestra hasta qué punto una economía depende de las importaciones para suplir sus necesidades. Según datos obtenidos de Eurostat [9], España tenía una dependencia del 73.3% en 2012. La tendencia desde 2005 muestra que está en descenso especialmente promovida por el aumento de las energías renovables en nuestro país.

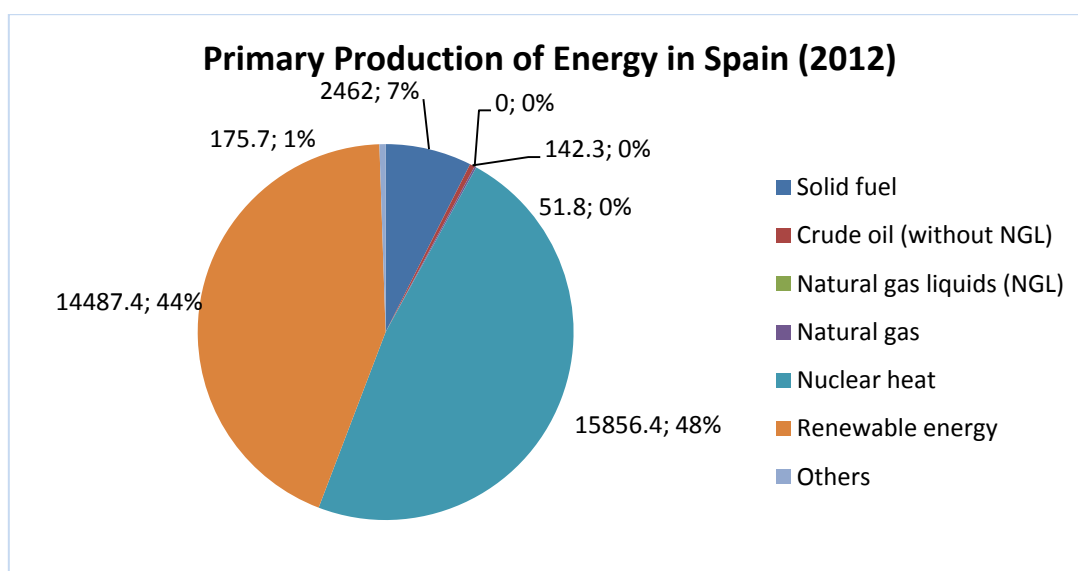


Figura 2.8: Producción primaria de energía en España en 2012<sup>9</sup>

<sup>8</sup> Gráficas realizadas a partir del *BP Statistical review of World Energy 2013* [4]

\* In this Review, primary energy comprises commercially traded fuels including modern renewables used to generate electricity.

El mercado energético español ha aumentado desde hace 50 años, con un descenso en estos últimos años a causa de la crisis económica global. Además, en estos últimos años, España ha sufrido unos cambios en la producción energética que se ha visto aumentada gracias a las energías renovables. A nivel de consumo, el mercado ha crecido enormemente en el consumo de gas natural, especialmente para la producción de electricidad. Estos cambios han permitido aumentar la eficiencia y la independencia del país en un contexto energético. Sin embargo, queda aún mucho trabajo por realizar en términos de independencia energética, ya que España no posee recursos de combustibles líquidos. Además, las reformas energéticas recientes y la crisis vivida por este país han frenado el consumo energético, que se espera remontará en los próximos años.

## 2.5. Perspectivas de futuro sobre la energía

Se espera que la tendencia del consumo energético mundial continúe en crecimiento como hasta ahora. El consumo energético global crece a la par que la población mundial, que se espera crecerá hasta 2035 en un 3,5%, según los estudios del Fondo Monetario Internacional [10]. Este crecimiento se va a ver impulsado por el crecimiento socio-económico global y la recuperación económica de algunas áreas, pero sobre todo por el crecimiento de países emergentes con gran población como China o India. Se considera que la inversión en fuentes de generación tradicionales se mantendrá más o menos estable en países de la OCDE, sin embargo aumentará notablemente en países no pertenecientes a la OCDE, especialmente en Asia. Estas fuentes de generación comprenden los combustibles fósiles, la energía nuclear y la generación hidroeléctrica. En relación a las energías renovables, se espera un crecimiento global especialmente potenciado por países emergentes como China o Brasil que ya empiezan a apostar por este tipo de energías [5].

En el ámbito nacional, España espera crecer económicamente entre el 2014 y el 2019 según las previsiones del FMI [10]. Junto con el crecimiento económico, vendrá acompañado el crecimiento energético. Dado el aumento de consumo, también aumentará la producción energética que hasta ahora había descendido. España tiene la voluntad de reducir la porción que representa la producción de energía nuclear y a la par aumentar la producción con energías renovables. Dado el gran desarrollo que ya tiene la energía eólica, se espera evolucionar en otras tecnologías como la energía solar o la biomasa y residuos. Se espera que la biomasa y los residuos sigan aumentando su consumo en procesos industriales y en calefacciones residenciales. Para la generación de electricidad se seguirá aumentando el uso de energía eólica e hidroeléctrica. También, se espera aumentar la producción eléctrica gracias a las energías solares (fotovoltaicas y de concentración). España espera crecer en el sector energético en los próximos años, promovido por el crecimiento de energías renovables y por el aumento de la eficiencia energética de las fuentes energéticas tradicionales.

---

<sup>9</sup> Gráfico realizado a partir de datos de Eurostat [9]

### 3. Energías renovables y energía solar de concentración

#### 3.1. Energías renovables

Las energías renovables son aquellas energías que derivan de procesos naturales que se renuevan con más rapidez de lo que se gastan. Las energías renovables son una alternativa a las formas de generación energética tradicionales como el gas, el petróleo o el carbón que se gastan mucho más rápido de lo que se regeneran. Dado el reciente e importante crecimiento de las energías renovables, la energía producida a partir de fuentes renovables supera ya el 19% de la energía global desde 2009 [1]. La principal ventaja de las energías renovables es que esta forma de energía es abundante y se encuentra en todo el planeta. Ejemplos de energías renovables son la energía solar, la energía eólica, geotérmica, hidráulica, mareomotriz o la producida a partir de la biomasa.

Las dos fuentes de energía renovables más utilizadas son la energía a partir de biomasa y la energía hidráulica. Históricamente la biomasa fue la primera fuente de energía usada y lo ha sido desde entonces. La biomasa consiste en cualquier materia orgánica derivada de plantas o animales de rápida renovación, como por ejemplo la madera o los cultivos agrícolas y leñosos. Tradicionalmente se han utilizado como fuentes de energía para la cocina y el calentamiento en las viviendas. La energía hidráulica es actualmente la fuente de energía renovable más utilizada para la generación de electricidad. Utiliza el flujo del agua desde un punto en altura hasta un punto más bajo para hacer girar una turbina que genera energía. La energía hidráulica representa el 16% de la producción mundial de electricidad [1].

Las energías renovables con mayor crecimiento actual son la energía eólica y la energía solar. La energía eólica utiliza la energía cinemática del viento para la producción de electricidad. En los últimos años ha sido la energía renovable con mayor crecimiento y se está instalando como una fuente de energía fiable y duradera. Además, la reducción de costes de los últimos años hace que cada vez sea más rentable. La energía solar utiliza la luz solar para generar energía. Existen dos principales formas de energía solar la energía fotovoltaica y la energía solar térmica. Ambas formas de energía son cada vez más utilizadas y tienen una proyección de crecimiento muy importante.

Las formas de energía menos utilizadas son la energía geotérmica y la energía mareomotriz. La energía geotérmica usa la energía almacenada en fluidos y vapores subterráneos, como las fuentes hidrotermales a gran temperatura, los acuíferos y rocas calientes. Esta forma de energía utilizada especialmente para la producción de calor en general está poco explotada. Otra de las formas de energía menos desarrollada es la energía mareomotriz. Ésta usa diferentes aspectos de las mareas para la producción de energía, tanto su composición, como sus flujos de temperatura y masa.

En este informe nos centraremos en la energía solar. Según estudios de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la energía solar podría ofrecer un tercio de la demanda de energía mundial después de 2060 [11]. Por esa razón, actualmente ésta forma de energía está en constante investigación y desarrollo.

Actualmente, las principales formas de obtener electricidad a partir de energía solar son la energía solar fotovoltaica, la energía solar de concentración (CSP<sup>10</sup>) y la energía solar térmica. La energía solar fotovoltaica convierte directamente la energía solar en electricidad a partir de células fotovoltaicas. Por otra parte, la energía solar de concentración concentra la radiación solar para calentar un receptor. El calor obtenido se utiliza para crear energía mecánica en primer lugar, y finalmente electricidad. La energía solar térmica se utiliza para la generación de calefacción y refrigeración usando la radiación solar para calentar un fluido inicial que tras diferentes procesos térmicos produce calor o frío.

A pesar de que la energía fotovoltaica sea actualmente la más utilizada, la energía solar de concentración está aumentando su importancia en el mercado, en los últimos años. Este crecimiento viene determinado por su reciente evolución para que sea económicamente rentable y por el reciente interés en mitigar el efecto del cambio climático [12]. La IEA estima que para el 2050 la energía solar por concentración podría proporcionar más del 9% de la electricidad mundial [12]. Esto se debe a que es una fuente de energía que también puede ser almacenada y utilizada para diferentes tipos de plantas de producción de electricidad. Estados Unidos y España son los dos países donde esta forma de producción energética es actualmente más significativa. En concreto en España hay una capacidad de alrededor de 500 MW instalados de esta tecnología y existen más en construcción y desarrollo [11].

### 3.2. Características de la energía solar de concentración (CSP)

El principal objetivo de la energía solar de concentración es utilizar la radiación emitida por el sol para la producción de calor y finalmente de electricidad.

El sol es una esfera de gases a muy altas temperaturas alrededor del cual nuestro planeta gira con una velocidad de translación de más o menos 365 días. En el interior del sol se produce una fusión nuclear que genera energía hasta alcanzar temperaturas por encima de los millones de Kelvin. Esta energía es transferida a su superficie por convección y radiación, donde la superficie solar alcanza una temperatura alrededor de 5800 K.

El sistema entre el sol y la tierra puede equipararse a un sistema térmico donde el foco caliente es el sol y el foco frío es la tierra. La energía solar emitida es aproximadamente de 63 millones de vatios por metro cuadrado, aunque solamente una pequeña parte alcanza a la tierra ya que les separa 150 millones de kilómetros. Fuera de la atmósfera la radiación solar recibida es de 1400 vatios por metro cuadrado. De la energía recibida en el exterior de la tierra solo un 40% pasa a la superficie terrestre. La energía solar recibida por el sol en forma de radiación electromagnética llega principalmente en las bandas de frecuencias infrarrojas,

---

<sup>10</sup> CSP: Concentrating solar power



visibles y ultravioletas. De la radiación que llega a la superficie, un 30% es reflejado y el 70% restante es absorbido. La energía recibida por el sol se redistribuye por toda la superficie terrestre gracias a corrientes oceánicas y aéreas. Parte de la radiación se refleja en la superficie terrestre con una longitud de onda mayor. La atmósfera limita el paso de la radiación que proviene de la tierra hacia el exterior debido a que ésta tiene mayor longitud de onda, reflejando de vuelta hacia la tierra gran parte de ésta. Esto hace que la temperatura global del planeta sea del orden de los 15°C. Sin embargo, el reparto de la radiación solar en la superficie terrestre es desigual en función de su posición respecto al ecuador y en función de la estación del año. Como se puede ver en la Figura 3.1, las regiones entre las latitudes 40° norte y 40° sur son las zonas donde la radiación solar es mayor. Sin embargo, en las zonas más cercanas al ecuador el clima es habitualmente demasiado nuboso. Por ello, las latitudes más favorables se encuentran entre el 15° y el 40° tanto norte como sur.

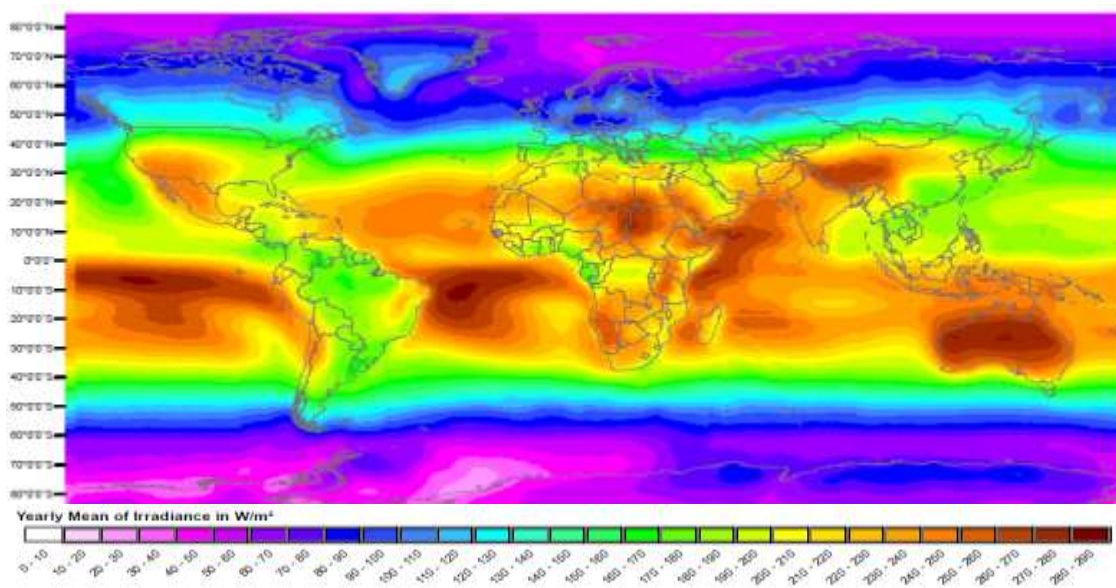


Figura 3.1: Radiación solar media [13]

La CSP utiliza la radiación solar junto con ciclos termodinámicos para producir electricidad. Sin embargo, la radiación solar recibida no es suficiente para obtener las temperaturas necesarias para el alto rendimiento de los ciclos termodinámicos. En consecuencia, se crea la energía solar de concentración que refleja la radiación incidente concentrándola en una superficie de área más pequeña. Al concentrar la radiación solar, se alcanzan mayores temperaturas.

En la energía solar de concentración existen dos componentes indispensables: el sistema óptico de concentración (concentrador) y el receptor (o absorbedor). El sistema óptico de concentración utiliza reflectores de luz que focalizan la radiación sobre el receptor. La principal característica de un concentrador es su relación de concentración. Esta relación se define de diferentes maneras, pero la más utilizada es la relación entre el área de apertura del colector y el área del plano del absorbedor como se define en la ecuación (3.1). Estas áreas son las proyecciones en un plano horizontal de las áreas expuestas a la radiación solar.

$$C = \frac{A_{\text{apertura}}}{A_{\text{absorbedor}}} \quad (3.1)$$

Una vez que la radiación solar se refleja en el concentrador, incide con mayor intensidad en el absorbedor. Éste a su vez absorbe la energía y la transfiere al fluido térmico que circula en su interior en forma de calor. Esta energía térmica se utiliza para producir energía mecánica en ciclos termodinámicos gracias a un fluido de trabajo. En algunos casos, el fluido térmico puede ser utilizado como fluido de trabajo, aunque es menos habitual.

A partir de la energía mecánica producida por el ciclo termodinámico, se crea energía eléctrica. Estas plantas de producción de electricidad a partir de la energía solar por concentración se denominan plantas solares termoeléctricas. Estas plantas, tienen otros componentes de gran importancia como son los sistemas de seguimiento, los sistemas de almacenamiento y en algunos casos los sistemas de apoyo energético.

### 3.3. Principales tecnologías de CSP

Existen diferentes tipos de energía solar de concentración tanto por las diferencias entre receptores y absorbedores, como por las diferencias de fluidos térmicos y ciclos termodinámicos utilizados. Actualmente existen cuatro tipos principales de sistemas de energía solar por concentración que se clasifican en función de su foco colector y de la movilidad de sus receptores, como podemos ver en la Tabla 3.1. En la Figura 3.2 podemos observar los diferentes tipos de sistemas de energía solar de concentración.

Tipo de receptor \ Tipo de foco	Foco lineal	Foco puntual
	Los colectores realizan un seguimiento solar en un único eje, operando con un grado de libertad. Estos reflejan la radiación en un absorbedor lineal. Estos sistemas tienen un seguimiento más simple y económico.	Los colectores presentan un sistema de seguimiento solar a dos ejes mucho más complejo. Estos concentran la radiación solar directa en un foco puntual. Esto permite obtener temperaturas y rendimientos mayores.
<b>Receptor fijo</b> El receptor es fijo e independiente del sistema de seguimiento y concentración, facilitando el transporte de energía.	Sistema lineal de lentes de Fresnel	Sistema de torre de potencia o de receptor central
<b>Receptor móvil</b> El receptor se mueve junto con el sistema de concentración, permitiendo la recepción de mayor radiación.	Sistemas cilindro-parabólico lineales	Discos parabólicos o discos Stirling

Tabla 3.1: Los cuatro tipos de sistemas de energía solar por concentración<sup>11</sup>

<sup>11</sup> Esta tabla ha sido elaborada a partir de la *Technology Roadmap: Concentrating solar power* elaborada por la Agencia Internacional de la Energía [12]

Los sistemas cilindro-parabólicos lineales son actualmente el sistema de CSP con más potencia instalada. Consisten en colectores alargados con una sección transversal con forma de parábola. En la línea focal de estos colectores se encuentra el tubo receptor que absorbe la radiación solar concentrada y la transforma en calor. Como fluido de trabajo se utilizan habitualmente aceites térmicos, aunque también se han utilizado sales fundidas y agua. Con una relación de concentración entre 15 y 50 soles, estos sistemas llegan a alcanzar temperaturas medias entre 80 y 500 °C. Estos sistemas se utilizan habitualmente para la producción de electricidad aunque también tienen aplicación en la producción de productos químicos.

Los colectores de lentes de Fresnel son también colectores lineales. Sin embargo, los colectores son planos o ligeramente curvados reduciendo los costes de estos. El receptor lineal está fijo por lo que los espejos son los encargados de mantener el enfoque en el receptor. En ocasiones, el receptor cuenta con un elemento reflectante adicional que permite obtener una concentración de entre 30 y 90 soles. Esta concentración permite obtener temperaturas de hasta 500 °C. Aunque menos desarrollados, estos sistemas permiten obtener mayor radiación y con menor coste que los sistemas cilindro-parabólicos.

Los sistemas de torre de potencia han demostrado ser en la práctica los sistemas con más capacidad de generación de potencia. Los sistemas de torre de potencia consisten principalmente en un campo de heliostatos que recibe y concentra la radiación solar en un receptor en lo alto de una torre. Los fluidos de trabajo más utilizados son el agua y las sales fundidas. Estos sistemas tienen una concentración de entre 200 y 1000 °C. El objetivo principal de esta tecnología es la producción de electricidad y actualmente ya son una referencia eficiente de producción eléctrica.

Los discos parabólicos pueden alcanzar relaciones de concentración del orden de 3000 soles, sin embargo, esta tecnología está actualmente poco desarrollada dado su alto coste y baja rentabilidad para la generación de electricidad a gran escala. Este sistema consiste en colectores en forma de parábola de revolución. En el punto focal de esta parábola se encuentra el receptor fijo que absorbe la radiación altamente concentrada alcanzando temperaturas de hasta 1300 °C. La particularidad de estos sistemas es que cada módulo produce directamente la energía mecánica gracias al fluido térmico. Generalmente el fluido térmico suele ser helio o hidrógeno, aunque también se usa el nitrógeno o el aire.

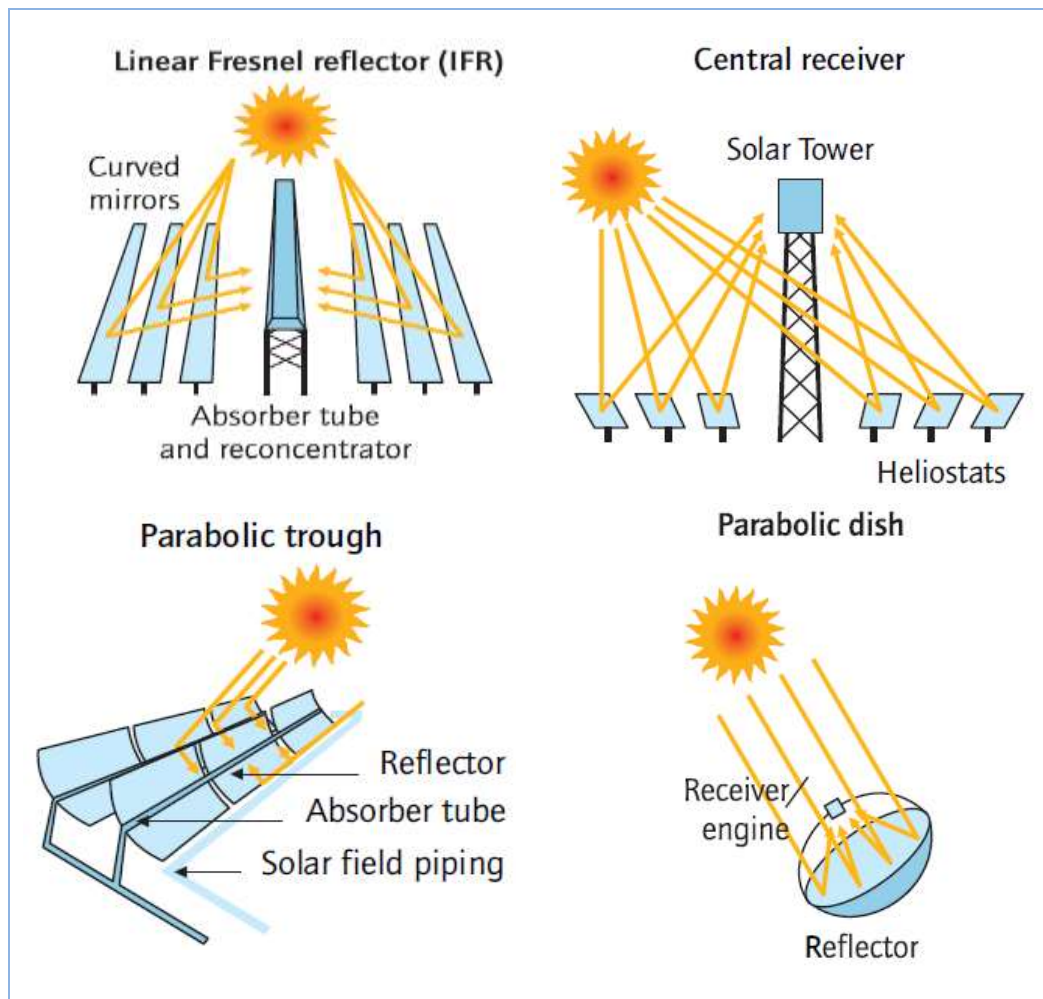


Figura 3.2: Sistemas de energía solar de concentración: sistema cilindro-parabólico lineal, sistema de torre de potencia, sistema lineal de lentes de Fresnel y discos parabólicos o discos Stirling [12]

Al contrario que otros sistemas, la energía solar de concentración sigue la radiación solar para obtener la mayor cantidad de radiación directa solar posible. La radiación global incluye la radiación directa solar y la radiación difusa. Los sistemas de foco lineal utilizan un solo grado de libertad. Por el contrario, los sistemas de foco puntual tienen dos grados de libertad, lo que les permite modificar su inclinación y coordenadas en función de la estación, y de la hora del día. Por lo tanto, los sistemas con foco puntual pueden obtener mayor cantidad de radiación directa. A pesar de su alto coste, el seguimiento de la radiación solar permite aumentar considerablemente la absorción de energía directa y en consecuencia aumentar la temperatura del receptor. Esto a su vez permite obtener mayor cantidad de energía, compensando su alto coste. Además, cuanto más aumenta el factor de concentración, más precisión se necesita en los sistemas de seguimiento solar. En conclusión, los sistemas de seguimiento son de gran importancia para la optimización de las instalaciones de CSP.

En función del sistema de concentración utilizado, se utiliza un sistema de generación de potencia diferente. En general los sistemas de Brayton y Rankine son los más utilizados, aunque el sistema de discos parabólico utiliza motores Stirling. Para cada tipo de ciclo de potencia existen temperaturas de rendimiento óptimo. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el rendimiento óptimo no siempre se alcanza con el coste óptimo. Por ejemplo, para factores de concentración muy altos en torno a 1000 soles, un aumento de temperatura de

200°C cuando el fluido térmico está en torno a 1000°C, supone un aumento de coste muy elevado para el aumento de rendimiento que aporta. Por lo tanto el balance entre la energía térmica que se quiere obtener y el coste es de gran importancia en el diseño de las plantas solares termoelectricas.

Anteriormente las plantas solares termoelectricas almacenaban la energía eléctrica, sin embargo esto no resultaba eficiente a largo plazo. Actualmente, una de las ventajas más importantes de estas plantas es la capacidad de almacenar el fluido térmico, que permiten aumentar la eficiencia de la planta. De esta forma, en momentos de baja demanda y alta producción, se almacena el calor que más tarde se puede consumir cuando la producción disminuye, como por ejemplo al final del día.

Además, éste tipo de plantas es suficientemente flexible como para que sean sometidas a hibridación con combustibles. Esto permite que en caso de bajo rendimiento del sistema solar, sea posible continuar con la producción de la planta. A pesar de las limitaciones legales del uso de combustibles en plantas CSP, la hibridación aumenta el rendimiento total de la planta y le permite tener una oferta energética estable en el mercado.

### 3.4. Evolución de la energía solar de concentración

La energía solar de concentración como la conocemos actualmente se desarrolló en el siglo XIX con proyectos como el colector parabólico de John Ericsson, del cual se inspiran aún los modelos de concentración lineal actuales. El desarrollo principal vino de Estados Unidos a finales del siglo XX, donde se instalaron las primeras plantas comerciales y más adelante se hicieron avances en otros países como Egipto, España, Francia o Japón.

Actualmente la energía solar de concentración se encuentra en una situación de crecimiento constante. El crecimiento de esta tecnología empezó en 2006 en España y Estados Unidos gracias a las financiaciones de los estados para promover energías renovables. En 2010 la capacidad global de las plantas de energía solar de concentración alcanzaba 1 GW. En España en 2010 la generación de electricidad con la tecnología solar-termoelectrica era ya de 80 MW anuales [14]. El crecimiento ha sido tal que solamente en Europa en el año 2012 ya había una generación en torno a 4 GW anuales [9].

Se espera que en el futuro próximo la energía solar de concentración siga creciendo especialmente en el ámbito de las torres de potencia y los discos parabólicos lineales. Estas dos formas de CSP son las más numerosas hoy en día ya que su capacidad de generación de electricidad a gran escala es muy grande. Además hay que tener en cuenta su rentabilidad; actualmente estas tecnologías son capaces de cubrir sus costes gracias a la producción de energía. En la Figura 3.3 podemos ver que se espera una evolución positiva de la energía solar de concentración en los años venideros. Numerosos proyectos ya están en marcha en México, Australia, El norte de África, España y Estados Unidos donde ya existen proyectos de plantas CSP [11]. Hasta 2013 había instalada una capacidad total de 3,6 GW de sistemas energéticos

solares de concentración y existen ya numerosos proyectos para aumentar de 1,6 GW adicionales, ver Figura 3.4.

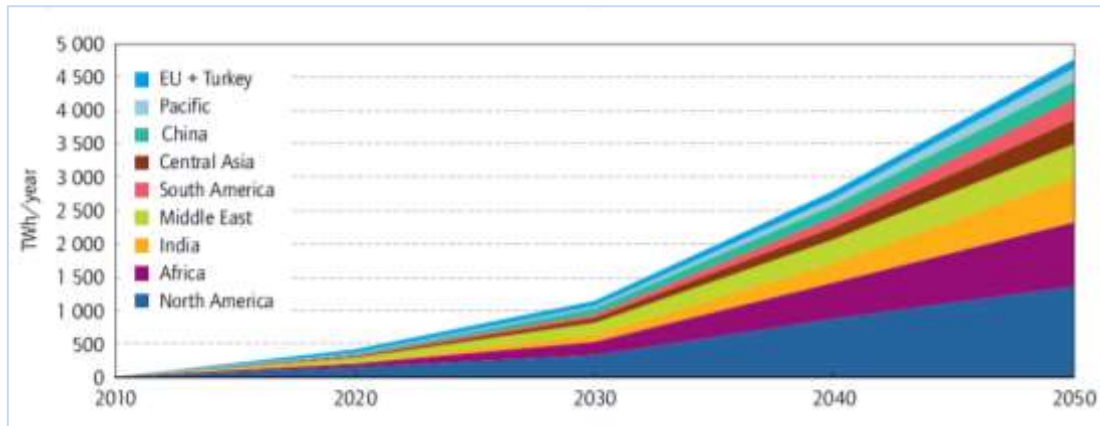


Figura 3.3: Previsión de la evolución de la energía solar de concentración por regiones (TWh/año) [12]

Entre todos los sistemas solares de concentración nos interesaremos en las torres de potencia. En los años 80 se desarrolló y probó el concepto, demostrando su viabilidad especialmente en California en los proyectos de Solar One and Two. Actualmente, esta tecnología se encuentra en fase de explotación, existiendo varias instalaciones experimentales y comerciales principalmente en España y EEUU. En España por ejemplo existen proyectos de centrales termo-solares de receptor central como Abengoa Solar y Sener/Torresol Energy que están en fase de crecimiento [8]. Otros países como China, India y Marruecos también tienen en marcha proyectos de desarrollo en este ámbito.

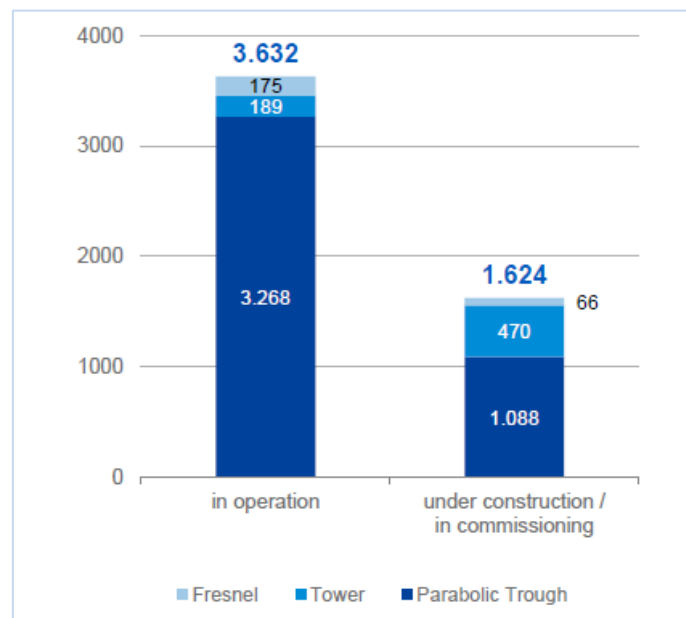


Figura 3.4: Energía solar de concentración instalada hasta 2013 y proyectos de futuro (MW) [15]

Actualmente, los sistemas cilindro-parabólicos lineales representan el 90% de la capacidad instalada de las CSP [15], sin embargo el crecimiento reciente de las torres de potencia hará que este porcentaje disminuya en el futuro como se puede ver en Figura 3.4. A pesar de que los sistemas de torre central son una tecnología más reciente, actualmente son una apuesta a



futuro ya que pueden generar mayor electricidad que las plantas cilíndrico-parabólicas lineales. Además estas instalaciones requieren menos espacio y en algunos casos menores costes por lo que a largo plazo estos sistemas pueden ser más beneficiosos económicamente. A esto hay que añadir que la capacidad de almacenamiento de las torres de potencia hace que esta tecnología sea más interesante. De los proyectos futuros casi el 30% se refieren a sistemas de torre central, por lo que se espera que este sector crezca en el futuro.

### 3.5. Ventajas y desventajas

La principal ventaja de energía solar de concentración, al igual que el resto de energías renovables, es que depende de una fuente de energía ilimitada y gratuita. Esto hace que países con alta radiación solar dispongan de un recurso energético adicional. Por ejemplo, las zonas con condiciones climáticas áridas y semidesérticas el uso de las CSP es muy favorable, permitiendo suplir la escasez de otros recursos energéticos. Esto permite una mayor independencia energética y por lo tanto se obtiene una ventaja económica.

La energía solar de concentración tiene la capacidad de almacenar energía en periodos cortos de tiempo, del orden de unas horas. En los momentos de máxima generación, no toda la energía se utiliza y se puede almacenar parte del fluido a alta temperatura. De esta forma, al final del día, cuando ya no hay radiación solar se puede seguir generando energía con la que se había almacenado anteriormente. Esta es una ventaja fundamental respecto a otras fuentes de energías renovables.

Además hay que tener en cuenta que las CSP, al contrario por ejemplo de la energía solar fotovoltaica, son muy flexibles. Esta flexibilidad permite utilizar las CSP junto con otras fuentes de generación de energía. Por lo que se asegura una producción constante y durable incluso con la escasez de radiación solar. Por ejemplo, con el paso de nubes se puede suplir la falta de generación energética de las CSP con motores de combustible fósil.

Sin embargo hay que ser consciente de las limitaciones que estas instalaciones tienen en la actualidad. A pesar de que las fuentes de energía renovable son recursos energéticos gratuitos y en abundancia, la radiación solar en sí no se puede almacenar y por lo tanto su uso depende de la aleatoriedad de la naturaleza. Por lo tanto es necesario desarrollar tecnologías costosas que permitan utilizar la radiación con la máxima eficiencia posible cuando se dispone de ésta y que permitan almacenar la energía solar en una forma alternativa como puede ser la energía térmica.

La principal limitación actual es el gran coste de las instalaciones y su alto gasto de mantenimiento. Los costes iniciales de las CSP son muy elevados debido a la gran superficie que se necesita para desarrollar estos sistemas. Además, esta tecnología necesita materiales de alta calidad que puedan soportar condiciones térmicas y mecánicas muy extremas, los cuales tienen un coste muy elevado. Los costes de transporte y mantenimiento de estas plantas también suponen un gran coste. Por ello, los precios poco competitivos de las CSP actualmente están financiados por los gobiernos.

Además, debido al alto coste, la rentabilidad de estas plantas se alarga en el tiempo. Por ello es necesario que las instalaciones tengan una vida útil suficientemente larga como para rentabilizar dichas plantas. Actualmente el desgaste de los materiales bajo las condiciones de alta temperatura hace que las instalaciones tengan una vida útil corta. Con la evolución futura de esta tecnología, los costes se verán reducidos por lo que se espera que todas las plantas lleguen a ser rentables en un periodo de tiempo más corto. Además gracias a la investigación, se espera que los materiales sean cada vez más resistentes.

A pesar de los inconvenientes actuales, con el avance las tecnologías y la investigación, los costes del transporte, del almacenamiento y de los sistemas de concentración irán disminuyendo con el paso del tiempo. Además, las previsiones sobre esta tecnología muestran que en un futuro próximo serán fuentes de energías rentables, por lo que seguirán creciendo. Teniendo en cuenta que es necesario invertir en formas de generación de energía más respetuosas con el medioambiente e independientes de los recursos tradicionales, las energías renovables son una de las mejores soluciones. Principalmente hay que tener en cuenta que los sistemas de energía solar de concentración son una solución segura para la obtención una energía limpia y duradera en el tiempo.



## 4. Centrales termo-solares de torre de potencia

### 4.1. Descripción general de una planta de potencia

Las centrales termo-solares tipo torre están principalmente compuestas por un campo de heliostatos que recibe y concentra la radiación solar sobre un receptor situado en lo alto de una torre que transforma la radiación solar en energía térmica. La energía térmica se utiliza para producir energía mecánica en ciclos termodinámicos y después electricidad. Además, estas centrales disponen de sistemas de almacenamiento de la energía térmica. Una descripción más detallada de cada elemento se presenta a continuación.

Los sistemas de torre de potencia, o también llamados sistemas de receptor central, usan reflectores llamados heliostatos para concentrar la radiación solar en el receptor situado en lo alto de una torre, ver Figura 4.1 y Figura 4.2. Los heliostatos están situados en el campo solar de tal forma que reflejen la mayor cantidad de radiación directa y su número puede variar desde centenas hasta millares de unidades. Los heliostatos están dotados de un seguimiento solar de dos grados de libertad para recibir la máxima cantidad de radiación directa. Cada heliostatos tiene un tamaño que oscila desde 1 hasta 160 m<sup>2</sup> [16]. Estos heliostatos son espejos con una alta reflectividad y baja absorbancia. Cuanto mayor es el heliostato, mayor es la cantidad de radiación reflejada pero también aumenta su coste de mantenimiento y de seguimiento solar.



Figura 4.1: Campo de heliostatos norte-sur – Proyecto PS 20 – Fuente: Abengoa



Figura 4.2: Campo de heliostatos circundante – Planta Gemasolar - Fuente: Torresol Energy Investments

Existen dos principales disposiciones del campo de heliostatos: campo circundante y campo norte-sur, ver Figura 4.1 y Figura 4.2. En un campo circundante los heliostatos están en torno a la torre que tiene un receptor circular. En un campo norte-sur los heliostatos se sitúan en la cara norte orientando hacia el sur (en el hemisferio norte, a la inversa en el hemisferio Sur). La posición de los heliostatos tiene que ser minuciosamente estudiada para que según el terreno y las horas de luz de la zona se aproveche al máximo la radiación solar. Además, los heliostatos pueden producir sombras entre ellos limitando la recepción de radiación, por lo que hay que tener en cuenta su estructura y posición a la hora del diseño del campo de heliostatos. Dado el gran tamaño del campo de heliostatos y el coste elevado de estos esta parte de la instalación puede llegar a suponer más del 50% del coste total de la planta. Actualmente existen diferentes investigaciones como la llevada a cabo por el CENER<sup>12</sup> [17], para reducir los costes de los heliostatos reduciendo su tamaño.

La torre central sirve de soporte para que el receptor se sitúe a la distancia y altura optimas de los heliostatos y así recibir la máxima concentración de radiación. Normalmente estas torres son de hormigón aunque también pueden ser de estructuras metálicas como por ejemplo la instalación Solar Two en Estados Unidos. Actualmente estas torres llegan a medir más de 100 m de altura, especialmente en las instalaciones comerciales.

El receptor solar, situado en lo alto de la torre recibe la radiación solar concentrada y la transforma en energía térmica. El receptor es uno de los componentes más importantes de la instalación; éste recibe una concentración solar que ronda los miles de soles pudiendo alcanzar temperaturas del orden de 1000 °C. Al trabajar a temperaturas tan altas, los materiales del receptor están sometidos a grandes tensiones, por lo que el desgaste de este componente es importante. En el intercambiador se encuentra el fluido térmico que se calienta gracias a la energía recibida. El intercambio de calor entre el receptor y el fluido térmico puede ser un intercambio directo o indirecto. En el intercambio directo, el fluido térmico se encuentra dentro del receptor y recibe el calor directamente. En el intercambio indirecto, existe un fluido intermedio que transfiere el calor al fluido final. En el apartado 4.2 siguiente, explicaremos con más detalle este componente ya que este informe se centra en el estudio del receptor.

<sup>12</sup> CENER: Centro Nacional de Energías Renovables

Los fluidos térmicos (HTF<sup>13</sup>) más utilizados en las torres de potencia han sido el agua, las sales fundidas, los aceites térmicos y el aire. Para cada uno de estos fluidos el receptor y el resto de la instalación son diferentes.

El agua se utiliza en generadores directos de vapor (DSG<sup>14</sup>), donde el agua se transforma en vapor en el propio intercambiador de calor. Con esta tecnología se ahorra un intercambiador de calor, y tiene un coste inferior dado el fluido utilizado. Sin embargo, a la hora de almacenar la energía esta tecnología no es la más apropiada ya que sería necesario transferir el calor a un fluido de almacenaje como las sales.

Las sales fundidas son actualmente la solución que más promete. Este fluido sirve como fluido de transferencia pero también como fluido de almacenaje. Actualmente las sales son el fluido que permiten almacenar el calor por más tiempo. Además, como el punto de evaporación de las sales es alto, esto permite a la instalación alcanzar temperaturas altas y así aumentar la eficiencia. Sin embargo, cuando las temperaturas son más bajas en torno a 290 °C este fluido se congela perdiendo sus propiedades por lo que tiene que haber un control constante para evitarlo. A muy altas temperaturas, cerca de los 580 °C, las sales se descomponen [18]. Dado el alto coste del fluido, las limitaciones de temperaturas superiores e inferiores tienen que respetarse con rigurosidad.

Los aceites sintéticos son un fluido con buenas propiedades ya que tienen gran capacidad de absorción calorífica sin embargo a causa de su baja temperatura de evaporación no pueden utilizarse con temperaturas por encima de los 350 °C. Además de las limitaciones de producción de calor, los aceites minerales tienen un alto coste, por lo que no son la opción más rentable.

Recientemente se ha probado a utilizar el aire ambiente como fluido de transferencia de calor en Alemania con el proyecto solar Jülich. La eficiencia para generar electricidad ha alcanzado un 25% [16], sin embargo la complicación y el coste de estas instalaciones son demasiado elevadas.

La principal ventaja de las centrales termo-solares tipo torre es su versatilidad en cuanto al ciclo de potencia. Para producir electricidad partir de energía mecánica y energía térmica, se pueden utilizar el ciclo de potencia agua-vapor (Rankine), como de gas (Brayton), e incluso pueden utilizarse en ciclos de potencia híbridos [19].

En función del fluido utilizado, los sistemas de potencia varían su funcionamiento. En el caso de la generación directa de vapor DSG se han encontrado numerosos inconvenientes para producir energía mecánica cuando la absorción de calor no es constante. Esto ocurre a principios y finales del día como también con el paso de nubes u otros factores que limiten la radiación. Esto ocurre en menor medida en sistemas que utilizan sales fundidas ya que la sincronización entre la generación de potencia y la absorción de calor es más sencilla. En las plantas que utilizan sales fundidas como HTF, por un lado se genera y almacena calor con las sales y por otro lado los ciclos de Brayton o Rankine generan potencia para generar electricidad, ver el ejemplo de la Figura 4.3. Por lo tanto en caso de temperaturas bajas y

---

<sup>13</sup> HTF: Heat transfer fluid

<sup>14</sup> DSG: Direct steam generator

riesgo de congelación de las sales, los ciclos pueden seguir funcionando con un combustible alternativo.

En el caso de utilizar el aire como fluido térmico, se han utilizado ciclos de Brayton con alto rendimiento. El aire a alta presión se calienta en el receptor solar de la torre y va directo a la turbina de gas. En caso de necesidad el gas puede recalentarse para aumentar la eficiencia. Además, en caso de variaciones en el receptor solar, estas instalaciones pueden ser respaldadas por el calentamiento del aire gracias a otros combustibles. Sin embargo, el principal inconveniente de estas plantas es la limitación a la hora de almacenar la energía. La mayoría de estos proyectos se han llevado a cabo por Alemania y España. Actualmente existe el proyecto de Abengoa Solar en Sevilla.

Como ya hemos mencionado antes uno de los factores más importantes de las instalaciones de torre central es su capacidad de almacenamiento. Actualmente las sales son la opción más extendida para almacenar el calor. La capacidad de ahorro en el almacenamiento ha sido especialmente significativa en las instalaciones que utilizan sales fundidas. Las plantas que utilizan las sales fundidas como fluido térmico y como fluido de almacenamiento utilizan tres veces menos espacio que los sistemas cilindro-parabólicos lineales. Esto supone un ahorro importante que permite aumentar la rentabilidad de las instalaciones.

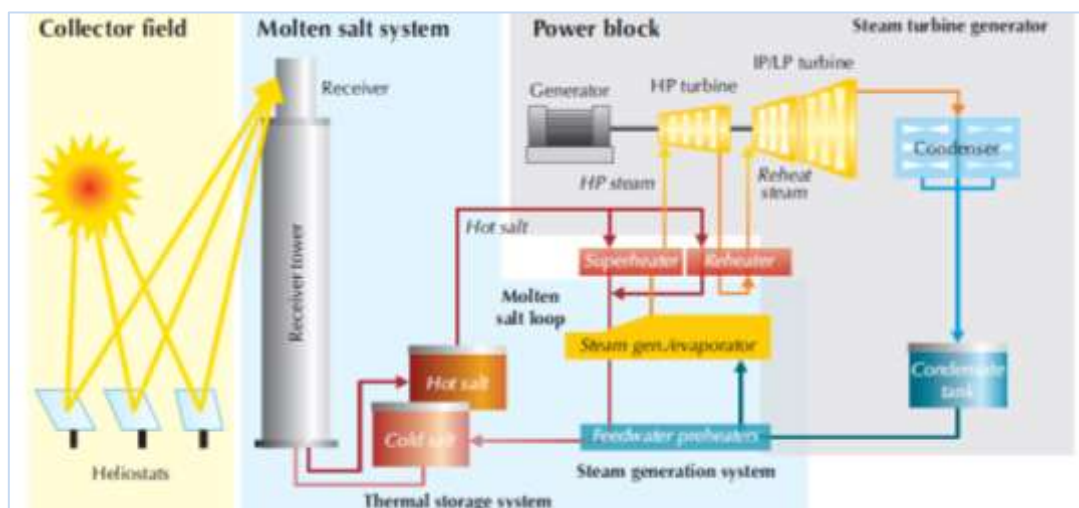


Figura 4.3: Esquema de funcionamiento de una instalación de torre central con sales fundidas [16]

Para la producción de electricidad es necesario que las plantas de concentración de torre alcancen temperaturas muy altas. Además, cuanto más aumenta la temperatura más aumenta la eficiencia de los ciclos termodinámicos. Sin embargo, con el aumento de la temperatura, aumentan las pérdidas en el receptor y los costes de la instalación que necesitan tener materiales más resistentes y duraderos. Por otra parte, existen las limitaciones de los propios fluidos térmicos que no siempre permiten alcanzar las temperaturas requeridas. Además, dada la variabilidad de la energía recibida por la radiación solar no siempre es posible producir con la misma capacidad. Por esa razón, estas instalaciones están respaldadas por otros sistemas tradicionales de generación de energía y cuentan con sistemas de almacenamiento de energía para momentos de baja productividad. Por lo tanto en ocasiones, los fluidos de trabajo tienen que ser recalentados previamente a la producción de potencia.

## 4.2. Descripción del receptor

El receptor de la torre de concentración es uno de los componentes más importantes de la instalación puesto que recibe la energía solar y la transforma en energía térmica. Este componente recibe la radiación solar concentrada por lo que está sujeto a altas temperaturas y a grandes niveles de flujos de calor. A su vez, esta radiación se transfiere al fluido térmico en forma de calor. Existen diferentes tipos de intercambiadores en función de su configuración y forma de absorber la radiación incidente, como explicamos a continuación.

Un receptor exterior está compuesto de paneles que contienen tubos verticales. Los paneles están unos al lado de otros formando un cilindro. Estos paneles están directamente expuestos a la radiación por lo que es posible recibir más calor. Sin embargo, al estar expuestos al ambiente las pérdidas térmicas son muy grandes limitando la temperatura a la que se puede calentar el fluido térmico. Además, dada la configuración cilíndrica del receptor la concentración de la radiación es menor que en el caso de que el receptor estuviese en un solo plano. También, dada la exposición directa del receptor a la radiación, hay que limitar la concentración de la radiación para evitar el deterioro de los materiales del receptor. Todas estas características hacen que este tipo de receptores trabaje con temperaturas en torno a los 600°C, temperaturas apropiadas para usar sales fundidas como fluido térmico y generar potencia gracias a ciclos de Rankine.

Los receptores de cavidad son una alternativa para limitar las pérdidas con el exterior. En este caso, la radiación solar se absorbe en el interior de una cavidad. Esto implica que la temperatura del fluido es mayor. Además puesto que los tubos están más protegidos de la radiación incidente, éstos no sufren tensiones ni variaciones tan bruscas de temperatura, lo que permite trabajar a temperaturas más elevadas sin que los materiales sufran tantos daños. Estos receptores se utilizan con campos de heliostatos norte-sur ya que sólo es necesario enfocar a la apertura del receptor. Sin embargo, es más difícil absorber la radiación solar por lo que la creación de potencia en los ciclos es más limitada.

Existen otros tipos de receptores como el receptor volumétrico y el receptor de lecho fluido. El receptor volumétrico utiliza una matriz porosa como receptor. Dentro de la matriz circula el fluido que absorbe la radiación directamente en contacto con la matriz. Este tipo de receptores puede recibir altas concentraciones de radiación y son especialmente beneficiosos para el uso del aire como fluido de trabajo. El receptor de lecho fluido permite obtener temperaturas muy altas y están más enfocados en la química solar y no tanto en la generación de electricidad, por lo que escapa al interés de este estudio.

En nuestro caso, estudiaremos un receptor exterior por el que fluyen sales fundidas. Inicialmente simularemos las condiciones de trabajo del receptor de la instalación Gemasolar. Más adelante, simularemos situaciones alternativas de la geometría de un receptor solar para encontrar las características más idóneas.

## 5. Presentación de la instalación Gemasolar

### 5.1. Descripción general de la instalación Gemasolar

Gemasolar es la primera planta de producción de potencia comercial que utiliza el sistema de generación de energía solar de torre central con sales fundidas. Esta instalación tiene una potencia térmica de 120 MWt, genera más de 100 GWh de electricidad al año, posee un tanque de almacenamiento de energía de sales fundidas que le permite tener autonomía en caso de falta de radiación solar [20].

El campo de heliostatos de la planta Gemasolar es un campo circundante (ver Figura 4.2) con una superficie reflectante de 305 m<sup>2</sup>. Los 2650 heliostatos que forman este campo tienen un sistema de seguimiento solar puntero en dos ejes.

La torre central de hormigón tiene 140 m de altura albergando en lo alto un receptor exterior. Por el interior del receptor circula el fluido térmico de sales fundidas, con una composición de 40% KNO<sub>3</sub> y 60% NaNO<sub>3</sub>. El fluido frío a una temperatura de 290 °C está almacenada en un tanque, de este tanque asciende hasta lo alto de la torre gracias a una bomba. En lo alto de la torre, el receptor exterior tiene una potencia térmica de hasta 120 MWt, por lo que calienta las sales hasta 565 °C. Una vez calentadas, las sales calientes descienden de la torre y se almacenan en un tanque de almacenamiento diferente. Por lo que existen dos tanques, uno de sales frías y otro de sales calientes.

El calor de las sales calientes puede ser utilizado en el momento para proporcionar calor al ciclo de potencia o puede ser almacenado. Gracias al almacenamiento de calor en horas de alta radiación, cuando la radiación disminuye al final del día ésta se puede suplir permitiendo continuar con la generación de potencia eléctrica. Una de las principales características de esta planta es que tiene una capacidad de almacenamiento de 15 h, lo que le permite seguir funcionando durante todo ese tiempo a plena capacidad durante este periodo aún sin recibir radiación.

Del tanque de almacenamiento de sales calientes, el fluido sale y cede su energía térmica al ciclo de generación de potencia. Las sales ceden su calor gracias a intercambiadores de calor al fluido de trabajo del ciclo. Una vez las sales ceden su calor al fluido de trabajo, las sales se enfrían y se dirigen al tanque de almacenamiento de sales frías, cerrando así el ciclo. El ciclo de Gemasolar es muy similar al que se puede observar en la Figura 4.3.

La planta Gemasolar utiliza un ciclo de Rankine para la producción de potencia, por lo que el calor cedido por las sales se usa para generar vapor de agua a alta presión. La turbina de este ciclo tiene una potencia nominal de casi 20 MWe lo que permite al generador producir 110



GWh de electricidad anual. A través del transformador, la energía eléctrica se inyecta en la Red Eléctrica Española.

## 5.2. Descripción del receptor de Gemasolar

El receptor exterior de esta instalación está compuesto de 18 paneles receptores, con 32 tubos verticales cada uno. En cada panel, los tubos tienen una altura de 10.5 m y un diámetro exterior de 4.22 cm. Las características geométricas del receptor se encuentran resumidas en la Tabla 5.1. Los tubos del receptor son tubos de Incorel alloy 800H es una aleación de materiales con unas propiedades muy buenas para la resistencia a tensiones por altas temperaturas y para limitar la corrosión a causa de grandes temperaturas de las sales. Es necesario que el material de los tubos sea muy resistente ya que está expuesto a una concentración de radiación muy alta y también están sometidos a unos cambios muy grandes de temperatura. Además, es necesario que este material sea resistente en el tiempo dado el gran número de ciclos de operación que soporta a lo largo del tiempo.

Diámetro del receptor [m]	8.4
Altura del receptor (de los paneles y tubos) [m]	10.5
Número de paneles	18
Espesor del panel [m]	1.4586
Número de tubos por panel	32
Diámetro exterior de los tubos [m]	0.0422
Espesor de los tubos [m]	0.00165
Separación entre tubos [m]	0.003376

Tabla 5.1: Propiedades geométricas del receptor y sus componentes

Con el objetivo de reducir pérdidas térmicas, detrás de los tubos se encuentra una pared aislante que no absorbe calor, por lo que consideraremos que esta pared es adiabática. Además, esta pared refractaria también tiene el objetivo de reflejar la radiación que incide en ella hacia los tubos y así aumentar el porcentaje de radiación incidente en los tubos. Para ello, la pared refractaria está recubierta de un material reflectante de black pyromark. Las características de esta pared refractaria aumentan la efectividad del receptor.

El fluido que circula por los tubos del receptor es un fluido de sales fundidas compuestas por 40%  $\text{KNO}_3$  y 60%  $\text{NaNO}_3$ . Las propiedades de este fluido son especialmente favorables para el almacenamiento de calor. Sin embargo tiene una composición corrosiva, lo que implica que los tubos sufren un gran desgaste por su causa. Además, estas sales tienen un rango de funcionamiento entre los 290 °C y los 565°C. Por debajo de este rango de temperaturas, las sales se congelan, y por encima las sales se descomponen. Para el buen funcionamiento de las instalaciones es importante que este rango de temperaturas se respete con especial importancia.

Dentro del receptor, el flujo de sales va desde la cara norte, donde es mayor la incidencia solar de los heliostatos en el hemisferio norte, hacia la cara sur del receptor. En su entrada al receptor, el flujo se divide en dos, una parte de ese flujo va por la cara este y la otra por la cara

oeste, como podemos observar en la imagen de la izquierda de la Figura 5.1. Cada uno de esos flujos circula de un panel a otro en serie, pasando de ascender por un panel a descender por el siguiente y así sucesivamente. A su vez, dentro de cada panel, el flujo se divide en paralelo por los 32 tubos. En la entrada y salida de cada panel existen colectores que juntan y separan el fluido para que esté lo más homogéneo posible, ver Figura 5.1. Gracias a este proceso, las sales frías a 290 °C entran por la cara norte del colector, absorben el calor de la radiación recibida y salen por la cara sur a una temperatura de 565°C. Esta es la temperatura a la cual se necesita que salgan las sales para después calentar el fluido de trabajo del ciclo termodinámico de potencia.

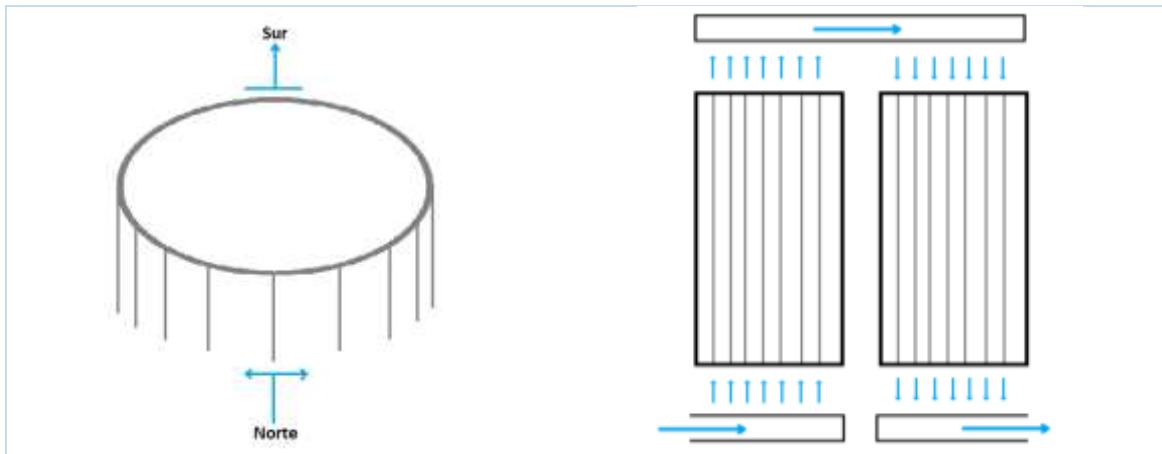


Figura 5.1: Descripción del flujo dentro del receptor (izq.) y flujo dentro de los paneles del receptor (der.)

Como datos iniciales para el estudio y diseño de un receptor, contamos con el mapa de radiación solar interceptado por el receptor, lo que nos permite saber cuánta energía solar recibimos por parte de los heliostatos  $q_{hel}$ . Este mapa de radiación es una simulación ideal de la radiación solar recibida por los heliostatos en el receptor, un día de verano a las 12 horas. La radiación media de este mapa es 0.8 [MW/m<sup>2</sup>] y tiene un flujo de calor máximo que alcanza 1.2 [MW/m<sup>2</sup>]. Mostramos a continuación en la Figura 5.2 el mapa de radiación donde la escala vertical empieza en el centro de los paneles (5.25 m por arriba y por abajo), y la escala horizontal da la vuelta 360° de sur a sur del receptor, estando a 180° la cara norte.

Este mapa es ideal ya que considera que la radiación es simétrica tanto vertical como circularmente. El mapa de radiación muestra que la mayor radiación incidente está en la cara norte del receptor. A su vez, la mayor radiación se sitúa en el centro de los paneles y la menor radiación en los extremos de estos, dada la concentración de la radiación. Para este estudio, este mapa de radiación se ha multiplicado por un factor menor que la unidad puesto que estas condiciones tienen flujos de calor muy altos, por encima de lo habitual en España. Al disminuir el flujo de radiación podemos cumplir con el requerimiento de que la temperatura de las sales salga del receptor con 565 °C. Después de multiplicar por este factor, la radiación media de este mapa es 0.4 [MW/m<sup>2</sup>] y tiene un flujo de calor máximo que alcanza 0.6 [MW/m<sup>2</sup>].



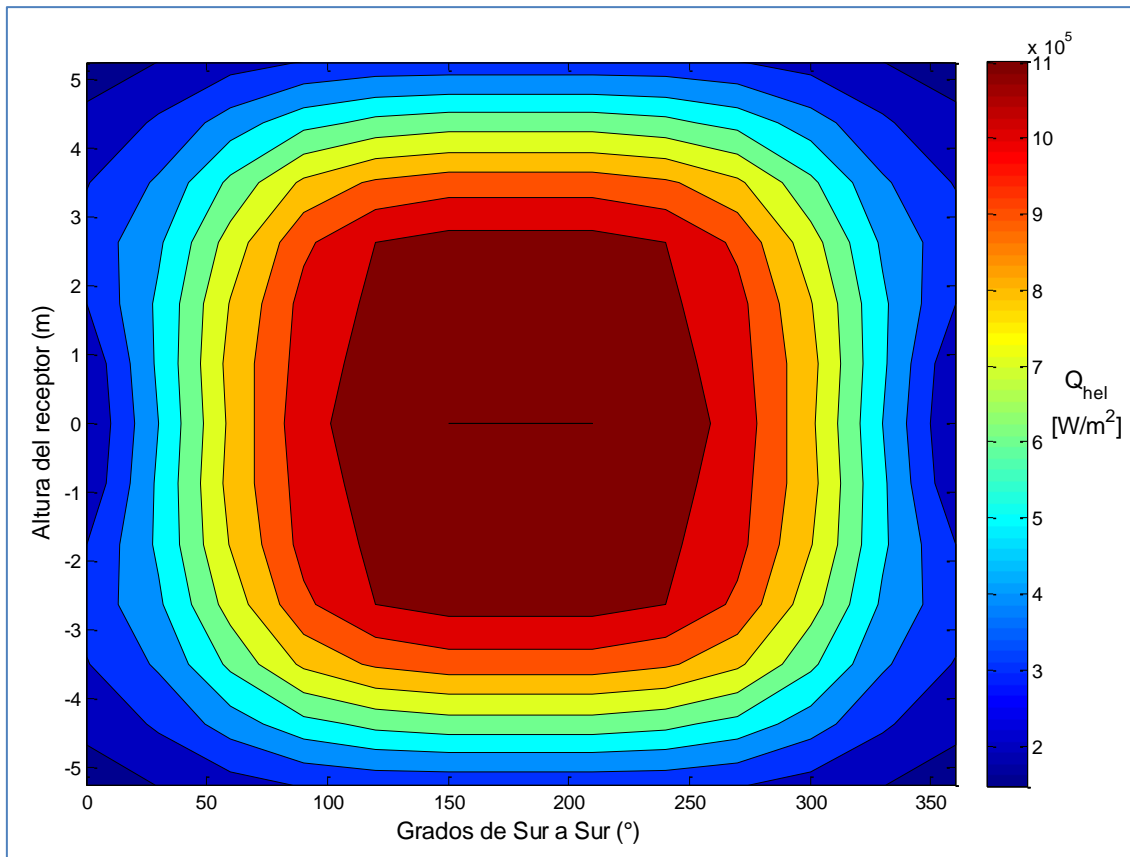


Figura 5.2: Mapa de radiación

Todas las condiciones explicadas en este apartado tanto del receptor como del flujo de calor son las condiciones nominales de este estudio. Después de examinar el funcionamiento del receptor y la transferencia de calor a lo largo de éste, haremos variaciones de las dimensiones del receptor con el objetivo de hallar el diseño óptimo del receptor manteniendo ciertos parámetros del diseño inicial.

## 6. Modelo matemático de la transferencia de calor en el receptor

### 6.1. Modelo estacionario

Para estudiar el calor absorbido por las sales y la temperatura a lo largo de los tubos del receptor haremos un estudio estacionario de la transferencia de calor. En primer lugar, como que se considera que el receptor es simétrico por eje norte-sur, solo estudiaremos una de las caras del receptor y después aplicaremos los resultados a todo el receptor.

En total se estudia, el flujo de sales desde que entra por la cara norte hasta que sale por la cara sur asumiendo que en cada panel las condiciones de todos los tubos son iguales. Es decir, asumiremos que la radiación incidente es igual en todos los tubos de un mismo panel, por lo que usaremos los datos de la radiación del primer tubo de cada panel. Además, se asumirá que cada tubo pasa de panel en panel sin colectores de por medio. Por lo que el modelo de análisis consiste en un tubo que recorre cada panel desde la cara norte hasta la cara sur. A su vez, este tubo se divide en tramos de 0.525 m. Esta división nos permitirá estudiar la transferencia de calor a lo largo del receptor, desde la cara norte hasta la cara sur.

Las sales frías entran en el receptor a una temperatura de entrada conocida de 290 °C. Por lo tanto, para el cálculo del primer tramo de 0.525 m, conocemos la temperatura de entrada y hallaremos la temperatura de salida. La temperatura de salida del primer tramo será la temperatura de entrada del segundo y así sucesivamente hasta llegar al final del receptor en la cara sur.

También hay que tener en cuenta que es necesaria una temperatura de sales a la salida del receptor en la cara sur de 565 °C. Necesitaremos variar el flujo másico hasta que éste nos permita obtener la temperatura final requerida.

Para poder evaluar las pérdidas del receptor es necesario conocer la temperatura de la pared de los tubos. Gracias a ésta temperatura, podremos calcular las pérdidas por convección y por radiación del receptor con el ambiente. Inicialmente asumimos que la temperatura de la pared del tubo es de 290 °C.

Al final del apartado 6 se encuentra un esquema del procedimiento que se ha seguido para el cálculo de las temperaturas y calores en el receptor. Esta Figura 6.2 en la página 36 sirve de apoyo a lo largo de toda la explicación que se hace en los siguientes apartados.

## 6.2. Estudio de las pérdidas en un tramo de tubo

En primer lugar, procedemos a calcular las pérdidas del receptor. Puesto que conocemos la radiación recibida por los heliostatos y asumimos una temperatura inicial de pared estudiaremos las pérdidas del receptor con su entorno. En este caso, haremos un estudio simplificado en el que tendremos en cuenta las pérdidas por convección natural y las pérdidas por radiación [21]. En este caso no se consideran las pérdidas por convección exterior con el viento, ya que consideraremos que la velocidad del viento es nula [22].

### 6.2.1. Pérdidas de calor por convección externa natural

Para calcular las pérdidas por convección, asumiremos que estamos ante una convección natural. Las pérdidas de calor por convección con el exterior se definen como:

$$q_{conv} = h_e \cdot A_e \cdot (T_{we} - T_{amb}) \quad (6.1)$$

Donde los siguientes términos son,

$q_{conv}$  : Pérdida de calor por convección [W]

$h_e$  : Coeficiente de transferencia de calor por convección con el exterior [W/K·m<sup>2</sup>]

$A_e$  : Área exterior de la superficie de un tramo de tubo [m<sup>2</sup>]

$T_{we}, T_{amb}$  : Temperatura de la pared del tubo exterior y temperatura ambiente [K]

Calcularemos el coeficiente de transferencia de calor por convección natural en tubos verticales gracias al número de Nusselt definido por Siebers y Kraabel [23] mostrado en la ecuación (6.3).

$$h_e = \frac{k_{aire} Nu_H}{H_{tx}} \quad (6.2)$$

$$Nu_H = \frac{0.098 \cdot Gr^{1/3}}{\left(\frac{T_{we}}{T_{amb}}\right)^{-0.14}} \quad (6.3)$$

Donde los siguientes parámetros son,

$Gr$  : Número de Grashof [-]

$k_{aire}$  : Conductividad térmica del aire [W/K·m<sup>3</sup>]

$H_{tx}$  : Longitud característica en este caso el largo del tramo de tubo 0.525 [m]

El número de Grashof depende de las propiedades del aire y de la geometría del tubo. Este número adimensional se define como:

$$Gr = \frac{g \cdot \beta \cdot H_{tx}^3 \cdot (T_{we} - T_{amb})}{\nu^2} \quad (6.4)$$

Donde los siguientes parámetros son,

$g$  : Aceleración de la gravedad [ $m/s^2$ ]

$\beta$  : Coeficiente de expansión térmica definido a la temperatura de película del aire por

$$\beta = 1/T_{ap} \text{ [1/K]}$$

$\nu$  : Viscosidad cinemática [ $m^2/s$ ]

### 6.2.2. Pérdidas por radiación

Para estudiar las pérdidas por radiación en los tubos tendremos en cuenta la transferencia de radiación entre tres superficies:

- el ambiente
- la pared de los tubos
- el refractario.

El estudio no tendrá en cuenta la radiación entre dos tubos ya que asumimos que dentro de un mismo panel todos los tubos se encuentran a la misma temperatura.

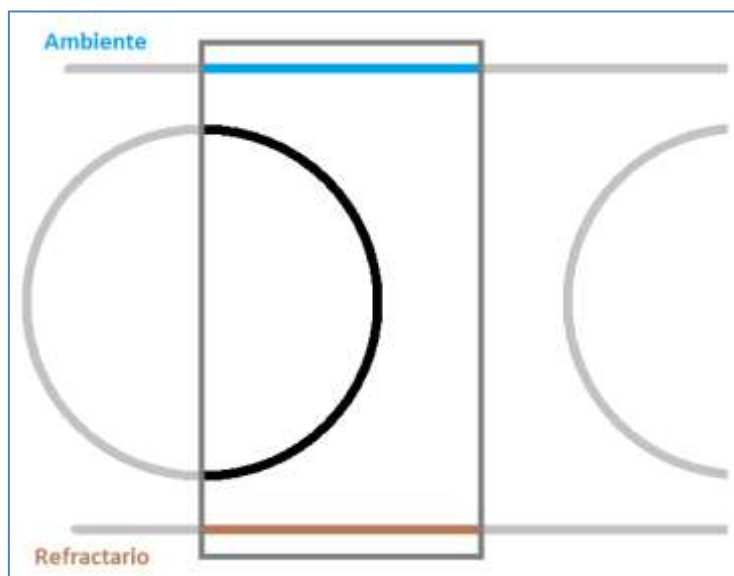


Figura 6.1: Esquema del área de estudio en el análisis de las pérdidas por radiación

Para calcular el intercambio de radiación entre las tres superficies utilizaremos el modelo de Modest [24] de intercambio radiativo entre superficies grises difusas que modificaremos para aplicarlo a nuestro caso.

### 6.2.2.1. Método teórico general

En primer lugar analizamos el Método de Modest original. El flujo de radiación emitido en un punto  $r$  de un recinto gris difuso se define a continuación con la ecuación (6.5). Sobre un punto  $r$  cualquiera, la superficie estudiada  $dA$  emite radiación en función de la temperatura a la que se encuentra esta superficie,  $T_b$ .

$$q(r) = \epsilon(r)E_b(r) - \alpha(r) \left[ \int_A J(r') dF_{dA-dA'} + H_o(r) \right] \quad (6.5)$$

Donde el significado de cada término es,

$q(r)$  : Flujo de calor emitido por una superficie en el punto  $r$  [ $W/m^2$ ]

$\epsilon$  : Emisividad de la superficie [-]

$E_b$  : Radiación emitida por una superficie [ $W/m^2$ ]

$\alpha$  : Absorbancia de la pared [-]

$J$  : Radiosidad de la superficie [ $W/m^2$ ]

$F_{dA-dA'}$  : Factor de forma entre la superficie de estudio  $A$  y la superficie de la que proviene la radiación  $A'$  [-]

$H_o$  : Irradiación proveniente del exterior [ $W/m^2$ ]

Para superficies grises difusas la emisión de flujo radiativo se define según la ecuación (6.6). A su vez la radiación emitida por un cuerpo depende de las características del material. Por lo tanto, esta radiación se multiplica por un factor llamado emisividad  $\epsilon$ , como se puede observar en la ecuación anterior (6.5).

$$E_b(r) = \sigma T^4 \quad (6.6)$$

Donde cada parámetro es:

$E_b$  : Radiación emitida por una superficie [ $W/m^2$ ]

$\sigma$  : Constante de Stefan- Boltzmann  $5,67 \cdot 10^{-8}$  [ $W/m^2 K^4$ ]

$T$  : Temperatura de la superficie estudiada [K]

Por otra parte la superficie recibe radiación por parte de las otras superficies según  $\int_A J(r') dF_{dA-dA'}$ ; donde  $J$  es la radiosidad de las otras superficies y  $F$  es el factor de forma entre la superficie analizada  $dA$  y una de las superficies que le rodean  $dA'$ . Además, hay que tener en cuenta que hay radiación que entra en el recinto desde el exterior, llamada irradiación. La irradiación que llega a la superficie estudiada  $dA$  es  $H_o(r)$ . Toda la radiación recibida por la superficie se multiplica por la absorbancia  $\alpha(r)$  de la superficie estudiada, puesto que no toda la radiación que llega a la superficie será absorbida por ésta.

Puesto que estudiaremos este sistema como estacionario, dividiremos el recinto en  $N=3$  superficies, donde asumimos que cada superficie tiene propiedades constantes. Además,

asumiremos que la absorbanza y la emisividad son iguales para cuerpos grises difusos,  $\alpha=\epsilon$ . Esto nos lleva al estudio de la ecuación simplificada donde estudiamos el flujo de radiación según la siguiente ecuación (6.7).

$$\frac{q_i}{\epsilon_i} = E_{bi} - \sum_{j=1}^N J_j F_{ij} + H_{oi} \quad i = 1, 2, \dots N. \quad (6.7)$$

Además, la radiosidad de una superficie está definida por,

$$J_j = E_{bj} - q_j \left( \frac{1}{\epsilon_j} - 1 \right) \quad (6.8)$$

Encontramos una ecuación relacionando el flujo de radiación y la temperatura de cada superficie:

$$\frac{q_i}{\epsilon_i} - \sum_{j=1}^N \left( \frac{1}{\epsilon_j} - 1 \right) F_{ij} q_j + H_{oi} = E_{bi} - \sum_{j=1}^N F_{ij} E_{bj} \quad i = 1, 2, \dots N. \quad (6.9)$$

Para el cálculo de esta ecuación con un ordenador definiremos la función delta de Kronecker [24] que permite estudiar los factores de forma con más simplicidad.

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1, & i = j \\ 0, & i \neq j \end{cases} \quad (6.10)$$

Finalmente, de la ecuación (6.9) se obtiene un sistema donde para cada superficie se analiza el flujo de radiación en relación a las radiaciones procedentes del exterior y las radiaciones procedentes de otras superficies.

$$\sum_{j=1}^N \left[ \frac{\delta_{ij}}{\epsilon_j} - \left( \frac{1}{\epsilon_j} - 1 \right) F_{ij} \right] q_j = \sum_{j=1}^N [\delta_{ij} - F_{ij}] E_{bj} - H_{oi} \quad i = 1, 2, \dots N. \quad (6.11)$$

Que en la forma matricial puede escribirse de la siguiente manera:

$$C \cdot q = A \cdot e_b - h_o \quad (6.12)$$

Las ecuaciones anteriores definen un modelo general según el modelo de Modest. Sin embargo en nuestro caso en vez de estudiar la radiación emitida por cada superficie nos interesa estudiar la radiación recibida por cada una de ellas. Además, las particularidades de

cada una de las superficies hacen que nuestras incógnitas sean diferentes. En el siguiente apartado explicamos las variaciones hechas al modelo inicial.

### 6.2.2.2. Método teórico modificado

En primer lugar, puesto que el objetivo es encontrar la radiación emitida por los tubos, modificaremos el método inicial para adaptarlo a nuestro sistema. En este apartado estudiaremos las pérdidas de radiación y el calor absorbido por el tubo teniendo en cuenta las pérdidas de radiación. Por esa razón, cambiaremos el signo de la ecuación (6.12) y obtendremos la ecuación (6.13) a continuación. Los subíndices 1,2 y 3, son equivalentes a los tubos, el ambiente y la pared refractaria, respectivamente. En este apartado mostramos el sistema matricial con todos sus datos para explicar las particularidades de cada una de las superficies.

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{\epsilon_1} - \left(\frac{1}{\epsilon_1} - 1\right) F_{11} & -\left(\frac{1}{\epsilon_2} - 1\right) F_{12} & -\left(\frac{1}{\epsilon_3} - 1\right) F_{13} \\ -\left(\frac{1}{\epsilon_1} - 1\right) F_{21} & \frac{1}{\epsilon_2} - \left(\frac{1}{\epsilon_2} - 1\right) F_{22} & -\left(\frac{1}{\epsilon_3} - 1\right) F_{23} \\ -\left(\frac{1}{\epsilon_1} - 1\right) F_{31} & -\left(\frac{1}{\epsilon_2} - 1\right) F_{32} & \frac{1}{\epsilon_3} - \left(\frac{1}{\epsilon_3} - 1\right) F_{33} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} q_t \\ q_a \\ q_r \end{pmatrix} \quad (6.13)$$

$$= - \begin{bmatrix} 1 - F_{11} & -F_{12} & -F_{13} \\ -F_{21} & 1 - F_{22} & -F_{23} \\ -F_{31} & -F_{32} & 1 - F_{33} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \sigma T_t^4 \\ \sigma T_a^4 \\ \sigma T_r^4 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} H_{o,t} \\ H_{o,a} \\ H_{o,r} \end{pmatrix}$$

La particularidad de nuestro sistema es que las tres superficies tienen características muy diferentes unas de las otras, definidas en la Tabla 6.1. La pared refractaria se considera una superficie adiabática ya que las propiedades del material están hechas para que esté térmicamente aislada. Por lo tanto la radiación de este material es nula ( $q_r = 0$ ) y no es una incógnita. Sin embargo, la temperatura de la pared refractaria es una incógnita ya que ésta depende del calor emitido por las otras superficies.

	Características ópticas	Flujo de calor	Temperatura
Tubos	Alta absorbancia baja reflectividad	$q_t$ es el flujo de radiación incidente procedente de los heliostatos menos las pérdidas por radiación	$T_t$ es la temperatura exterior de los tubos que asumida y después recalculada
Ambiente	Baja absorbancia alta reflectividad	$q_a$ es el flujo de radiación procedente del tubo, es decir las pérdidas por radiación	$T_a$ es la temperatura del ambiente y es conocido
Refractario	Absorbancia nula, alta reflectividad	$q_r$ es el flujo de calor en el refractario que es nulo.	$T_r$ es la temperatura del refractario, desconocida

Tabla 6.1: Características de las superficies estudiadas para el cálculo de las pérdidas por radiación

Por lo tanto el sistema matricial inicial lo modificaremos para que las incógnitas estén agrupadas en un mismo vector.

$$\begin{aligned}
 & \begin{bmatrix} \frac{1}{\epsilon_1} - \left(\frac{1}{\epsilon_1} - 1\right)F_{11} & -\left(\frac{1}{\epsilon_2} - 1\right)F_{12} & -F_{13} \\ -\left(\frac{1}{\epsilon_1} - 1\right)F_{21} & \frac{1}{\epsilon_2} - \left(\frac{1}{\epsilon_2} - 1\right)F_{22} & -F_{23} \\ -\left(\frac{1}{\epsilon_1} - 1\right)F_{31} & -\left(\frac{1}{\epsilon_2} - 1\right)F_{32} & 1 - F_{33} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} q_t \\ q_a \\ \sigma T_r^4 \end{pmatrix} \\
 & = - \begin{bmatrix} 1 - F_{11} & -F_{12} & -\left(\frac{1}{\epsilon_3} - 1\right)F_{13} \\ -F_{21} & 1 - F_{22} & -\left(\frac{1}{\epsilon_3} - 1\right)F_{23} \\ -F_{31} & -F_{32} & \frac{1}{\epsilon_3} - \left(\frac{1}{\epsilon_3} - 1\right)F_{33} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \sigma T_t^4 \\ \sigma T_a^4 \\ q_r \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} H_{o,t} \\ H_{o,a} \\ H_{o,r} \end{pmatrix} \quad (6.14)
 \end{aligned}$$

Ahora analizamos diferentes partes del sistema para su aplicación numérica y la simplificación del sistema. Explicamos con más detalle los factores de forma y la irradiación H.

### 6.2.2.3. Factores de forma

Los factores de forma se calculan gracias al algebra de factores de forma y al método de las cuerdas de Hottel [24].

En primer lugar definimos la fracción de radiación directa procedente del ambiente absorbida por los tubos según el método de las cuerdas de Hottel.

$$F_{at} = 1 - \frac{1}{B} \left[ (B^2 - 1)^{1/2} - a \cos \left( \frac{1}{B} \right) \right] \quad (6.15)$$

Donde el factor B se define como  $B = \frac{D_e + B_t}{D_e}$

Siendo  $B_t$ , la distancia entre tubos, en este caso igual a  $0.08D_e$  [m].

Existen unas relaciones del factor de forma que enunciamos a continuación.

- 1- Relación de reciprocidad permite relacionar factores de forma gracias a las áreas de las superficies según  $A_i F_{ij} = A_j F_{ji}$
- 2- La regla de la suma define que la suma de factores de forma dentro de un recinto es igual a la unidad  $\sum_{j=1}^N F_{ij} = 1$



- 3- Por ultimo definimos que el factor de forma de una superficie con respecto a ella misma es nulo si la superficie es recta o convexa  $F_{ii} = 0$

Gracias a estas ecuaciones encontramos todos los factores de forma que resumimos en la tabla a continuación.

	Tubo	Aire	Refractario
Tubo	$F_{tt} = 0$	$F_{ta} = 0.5$	$F_{tr} = 0.5$
Aire	$F_{at} = \text{ecuación}(6.15)$	$F_{aa} = 0$	$F_{ar} = 1 - F_{at}$
Refractario	$F_{rt} = 1 - F_{ra}$	$F_{ra} = F_{ar}$	$F_{rr} = 0$

Tabla 6.2: Resumen de los factores de forma de las tres superficies estudiadas

#### 6.2.2.4. Irradiación H

La irradiación H es la radiación exterior que entra en dentro del recinto y es absorbida por una superficie. En nuestro caso la irradiación es la radiación solar concentrada que proviene de los heliostatos. A continuación explicamos todos los términos de la ecuación (6.16).

Puesto que el ambiente se considera como una superficie transparente invisible a la radiación solar, la irradiación absorbida por la superficie definida como ambiente es nula. Por lo tanto la radiación que proviene de los heliostatos solo llega a la pared de los tubos y a la pared refractaria. A continuación definimos la irradiación de las superficies.

La irradiación  $H_{o,r}$  que llega a la pared refractaria es solo una fracción de la radiación que proviene de los heliostatos. Esta fracción está limitada por el factor de forma entre la pared refractaria y el ambiente. Además, puesto que esta superficie refleja la radiación que incide sobre ella, sólo la parte de la radiación en el infrarrojo se ve reflejada en la pared refractaria.

La irradiación  $H_{o,t}$  que llega a los tubos está compuesta por la radiación que recibe directamente del exterior pero también de la radiación reflejada por la pared refractaria. La fracción que de radiación que proviene del ambiente está limitada por el factor de forma entre el ambiente y los tubos pero también por la absorbancia de los tubos en el espectro visible. La cantidad de radiación reflejada de la pared refractaria es una porción de  $H_{o,r}$ , limitada por el factor de forma entre los tubos y la pared refractaria y por la absorbancia de los tubos en el infrarrojo.

$$H_{o,t} = q_{hel} F_{at} \alpha_t + (q_{hel} F_{ar} \epsilon_r) \cdot F_{rt} \epsilon_t$$

$$H_{o,a} = 0 \quad (6.16)$$

$$H_{o,r} = q_{hel} F_{ar} \epsilon_r$$

#### 6.2.2.5. Emisividades

Para el cálculo de la radiación los factores de emisividad y absorbanza son de gran importancia.

Puesto que consideramos que los tubos y el ambiente son superficies grises difusas, las emisividades y absorbanzas son las mismas. Sin embargo, con el estudio de la radiación hay que tener en cuenta que las emisividades en el infrarrojo son diferentes. Además, hemos supuesto que la pared refractaria refleja toda la radiación que incide sobre ella por lo que su absorbanza es nula y su reflectividad es total; sin embargo, en el infrarrojo la emisividad del refractario difiere de la del visible. Todos los datos de emisividades y absorbanzas que afectan al cálculo de la radiación de los materiales se encuentran en la Tabla 6.3.

Emisividad de los tubos (en el infrarrojo)	0.84
Absorbanza de los tubos	0.93
Emisividad del aire	0.85
Emisividad del refractario (en el visible)	1
Emisividad del refractario (en el infrarrojo)	0.2
Emisividad del cielo	0.895
Emisividad del suelo	0.955

Tabla 6.3: Tabla resumen de las emisividades de las superficies estudiadas

Además, el calor emitido por radiación de un cuerpo depende de la temperatura a la que este se encuentra como hemos definido anteriormente en ecuación (6.6). En el caso de la temperatura ambiente, puesto que hemos supuesto que ésta simula una superficie para los cálculos, tendremos que utilizar una temperatura que se ajuste a estas suposiciones. Para ello, utilizamos la siguiente ecuación [25].

$$T_a = \frac{(\epsilon_c^2 T_{amb}^4) + (\epsilon_{su} T_{amb}^4)}{(\epsilon_{su} + \epsilon_c)^{1/4}} \quad (6.17)$$

Esta ecuación tiene en cuenta la temperatura del ambiente en función de las emisividades del cielo  $\epsilon_c$  y del suelo  $\epsilon_{su}$ .

#### 6.2.2.6. Ecuación final de radiación

Gracias a todos estos análisis, la ecuación final a resolver se simplifica según podemos ver en la ecuación (6.18). De esta forma podemos hallar el calor absorbido por los tubos teniendo en cuenta las pérdidas por radiación sin tener en cuenta las pérdidas por convección  $q_t$ , las pérdidas por radiación  $q_a$ , y la temperatura del refractario  $T_r$ .

$$\begin{aligned}
& \begin{bmatrix} \frac{1}{\epsilon_t} & -\left(\frac{1}{\epsilon_a} - 1\right)F_{ta} & -F_{tr} \\ -\left(\frac{1}{\epsilon_t} - 1\right)F_{at} & \frac{1}{\epsilon_a} & -F_{ar} \\ -\left(\frac{1}{\epsilon_t} - 1\right)F_{rt} & -\left(\frac{1}{\epsilon_a} - 1\right)F_{ra} & 1 \end{bmatrix} \begin{pmatrix} q_t \\ q_a \\ \sigma T_r^4 \end{pmatrix} \\
& = - \begin{bmatrix} 1 & -F_{ta} & -\left(\frac{1}{\epsilon_r} - 1\right)F_{tr} \\ -F_{at} & 1 & -\left(\frac{1}{\epsilon_r} - 1\right)F_{ar} \\ -F_{rt} & -F_{ra} & \frac{1}{\epsilon_r} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \sigma T_t^4 \\ \sigma T_a^4 \\ 0 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} H_{o,t} \\ 0 \\ H_{o,r} \end{pmatrix}
\end{aligned} \tag{6.18}$$

La resolución de esta ecuación se ha hecho gracias al programa informático Matlab.

### 6.3. Balance energético en el tramo de tubo

Para el balance energético de este receptor tendremos en cuenta que una parte del calor recibido por los heliostatos es absorbido por las sales en el interior del tubo, pero que en mayor medida este calor se pierde en el ambiente. Consideraremos que las mayores pérdidas están causadas por el efecto de la convección y la radiación. El balance energético es el siguiente.

$$q_{salt} = q_{hel,rad} - q_{rad} - q_{conv} \tag{6.19}$$

Donde  $q_{hel,rad}$  es el calor recibido de los heliostatos teniendo en cuenta una parte de las pérdidas por radiación;  $q_{rad}$  es el calor perdido por radiación;  $q_{conv}$  es el calor perdido por convección; y  $q_{salt}$  es el calor absorbido por las sales en un tramo de tubo.

Del mapa de radiación de la Figura 5.2: Mapa de radiación, obtenemos el flujo de calor que proviene de los heliostatos  $q_{hel}$ . Sin embargo, a causa de la geometría del receptor y del tipo de material, no todo este flujo llega a los tubos. Estas pérdidas por radiación se cuantifican gracias a los factores de forma y a las emisividades de los materiales. El flujo de calor que proviene de los heliostatos y que es interceptado por los tubos después de descontar estas pérdidas por radiación  $q_{hel,rad}$  es equivalente a la irradiación  $H_{o,t}$  definida en la ecuación (6.16) que recordamos a continuación.

$$q_{hel,rad} = H_{o,t} = q_{hel}F_{at}\alpha_t + (q_{hel}F_{ar}\epsilon_r) \cdot F_{rt}\epsilon_t$$

Como podemos ver por la ecuación anterior, el flujo que llega a los tubos está formado por la fracción que recibe el tubo del ambiente y que el propio tubo es capaz de absorber. A esto se le suma la fracción de flujo que el refractario recibe del ambiente y que además consigue reflejar en los tubos.

## 6.4. Cálculo de la temperatura del fluido a la salida del tramo de tubo

Para calcular la temperatura a la salida del tramo de tubo es necesario conocer las propiedades del fluido a la temperatura de bulto media en el tramo estudiado. También, para comprobar que las condiciones se cumplen se necesita conocer la temperatura de película de las sales. Para poder calcular dicha temperatura, calcularemos la temperatura interior de la superficie del tubo. Esta temperatura es muy similar a la temperatura de película de las sales en el interior del tubo por lo que se utilizará esta temperatura para los cálculos más adelante.

### 6.4.1. Cálculo de la temperatura de película del fluido interno

Inicialmente se asume una temperatura exterior de pared que después recalcularemos gracias a varias iteraciones. Además, considerando que las pérdidas en el tubo por almacenamiento son despreciables, todo el flujo de calor que atraviesa el tubo es absorbido por las sales. Por lo tanto, usamos la transferencia de calor por conducción para calcular la temperatura en el interior de los tubos.

$$T_{wi} = T_{we} - q_{abs} \cdot R_{cond} \quad (6.20)$$

Donde  $R_{con}$  es la resistencia térmica de conducción y está definida por

$$R_{cond} = \frac{\ln(D_e/D_i)}{2\pi \cdot k_t \cdot H_{tx}} \quad (6.21)$$

Donde las siguientes términos están definidos por,

$D_e, D_i$  : Diámetro externo e interno del tubo respectivamente [m]

$k_t$  : Conductividad térmica del Incorel alloy 800H (material del tubo) [W/ Km]

$H_{tx}$  : Largo del tramo del tubo estudiado [m]

### 6.4.2. Cálculo de las propiedades de la sal

Para el cálculo de las propiedades del fluido nos basaremos en las fórmulas utilizadas en el “Desing Basis Document” del SANDIA National Laboratories [26]. Las propiedades de las sales de nitrato dependen de la temperatura de media del fluido (entre 300 y 600°C) como se muestra a continuación.

*Densidad*

$$\left[ \frac{kg}{m^3} \right] \quad \rho = 2090 - 0.636 \cdot T(^{\circ}C) \quad (6.22)$$

*Calor específico*

$$\left[ \frac{J}{kg \cdot ^\circ C} \right]$$

$$C_p = 1443 + 0.172 \cdot T(^{\circ}C) \quad (6.23)$$

*Viscosidad absoluta*

$$[mPa \cdot sec]$$

$$\mu = 22.714 - 0.120 \cdot T(^{\circ}C) + 2.281 \cdot 10^{-4} \cdot (T(^{\circ}C))^2 - 1.474 \cdot 10^{-7} \cdot (T(^{\circ}C))^3 \quad (6.24)$$

*Conductividad térmica*

$$\left[ \frac{W}{m^{\circ}C} \right]$$

$$k = 0.443 + 1.9 \cdot 10^{-4} \cdot T(^{\circ}C) \quad (6.25)$$

### 6.4.3. Cálculo de la temperatura del fluido a la salida del tramo de tubo

Conocidos el calor absorbido por la sal y las propiedades del fluido, calculamos la temperatura a la salida del tramo estudiado gracias a la ecuación de transferencia de calor siguiente.

$$q_s = \frac{m_s \cdot C_p}{A_i} \cdot (T_{se} - T_{si}) \quad (6.26)$$

Donde los términos de la ecuación están definidos por,

$m_s$  : Flujo másico de sales en un tubo [kg/s]

$C_p$  : Calor específico de las sales a la temperatura media del fluido [J/kg·°C]

$T_{se}, T_{si}$  : Temperaturas de entrada y salida del fluido en un tramo de tubo [°C]

$A_i$  : Área interior del tubo [m<sup>2</sup>]

La temperatura a la salida del tramo estudiado es equivalente a la temperatura de entrada del tramo siguiente. Por lo que se repetirán todos los cálculos anteriores para los tramos siguientes hasta llegar a la salida del receptor por su cara sur.

Inicialmente un flujo másico ha sido asumido, pero estos cálculos se repiten variando dicho flujo másico hasta que la temperatura a la salida del receptor tenga el valor requerido, 565 °C.

### 6.5. Cálculo la temperatura de pared

Para hallar todas las variables anteriormente calculadas, hemos asumido una temperatura de pared. Ahora recalcularemos esta temperatura y posteriormente iteraremos hasta que esta converja.

Para calcular la temperatura en la pared analizaremos la transferencia de calor entre el exterior del tubo y el fluido que circula por el tubo. Para ello utilizaremos el coeficiente global de transferencia de calor entre estos dos puntos.

$$q_s = \frac{T_{we} - T_{sm}}{U_i} \quad (6.27)$$

Donde los siguientes términos son,

$U_i$  : Coeficiente global de transferencia de calor con el exterior [ $K \cdot m^2/W$ ]

$T_{we}, T_{sm}$  : Temperatura en el exterior del tubo y temperatura media del fluido [K]

El coeficiente global de transferencia de calor tiene en cuenta cómo el calor absorbido por las sales va desde el exterior del tubo hasta el centro del tubo.

$$U_i = \frac{1}{\frac{D_e \cdot \ln(D_e/D_i)}{2k_t} + \frac{R_f \cdot D_e}{D_i} + \frac{D_e}{D_i \cdot h_i}} \quad (6.28)$$

Donde los siguientes parámetros son,

$k_t$  : Conductividad térmica del Incorel alloy 800H (material del tubo) [ $W/K \cdot m$ ]

$R_f$  : Coeficiente de ensuciamiento entre el fluido y el tubo [ $W \cdot m^2/K$ ]

$h_i$  : Coeficiente de transferencia de calor por convección interna [ $K/W \cdot m^2$ ]

El coeficiente de transferencia de calor por convección depende del número de Nusselt  $Nu_D$ , de la conductividad térmica de las sales  $k_s$  [ $W/K \cdot m$ ] y del diámetro interno del tubo  $D_i$  [m] como podemos ver a continuación.

$$h_i = \frac{Nu_D \cdot k_s}{D_i} \quad (6.29)$$

Gracias a la correlación de Petukhov calcularemos el número de Nusselt para la transferencia de calor por convección interna. Consideraremos que existe un flujo turbulento completamente desarrollado dentro de los tubos.

$$Nu_D = \frac{0.5f \cdot Re_s \cdot Pr_s}{K_1 + K_2 \cdot \sqrt{0.5f} \cdot (Pr_s^{\frac{2}{3}} - 1)} \quad (6.30)$$

Donde los siguientes parámetros están definidos por,

$$K_1 = 1 + 13.6f$$

$$K_2 = 21.06 \cdot Pr_s^{-\frac{1}{3}}$$

$$f = 1/(4(1.82 \log Re_s - 1.64)^2)$$

$Re_s$  , es el número de Reynolds del fluido dentro de los tubos

$Pr_s$ , es el número de Prandtl del fluido dentro de los tubos

Los anteriores números adimensionales dependen de las propiedades del fluido interno que se calculan gracias a las formulas dependientes de la temperatura de película de las sales, anteriormente citadas.

Se repetirán todos los cálculos anteriores hasta que la temperatura de la pared converja con una tolerancia  $tol$  de  $0.1^{\circ}\text{C}$ . Una vez, la temperatura de pared converge, se procede al cálculo del siguiente tramo de tubo. Este proceso se sigue a lo largo de todos los tramos de tubo hasta llegar del otro lado del receptor. Por lo tanto, ya que el receptor es simétrico respecto al eje norte-sur, será analizado un solo lado del receptor desde la cara norte hasta la cara sur.

Puesto que el objetivo final es obtener una temperatura de salida de las sales de  $565^{\circ}\text{C}$ , el flujo másico inicialmente fijado se modifica, repitiendo todo el proceso, hasta obtener la temperatura final deseada.

En el caso de que la temperatura final de las sales sea superior a  $565^{\circ}\text{C}$ , se aumentará el flujo másico. En caso contrario, se disminuirá el flujo másico. Estos ajustes se harán, iteración tras iteración, hasta que la temperatura final de las sales se aproxime al valor requerido con una tolerancia de  $tol$  de  $0.1^{\circ}\text{C}$ .

Una vez hecho el análisis térmico del receptor, procedemos a hacer variaciones en la geometría del receptor para estudiar su rendimiento.

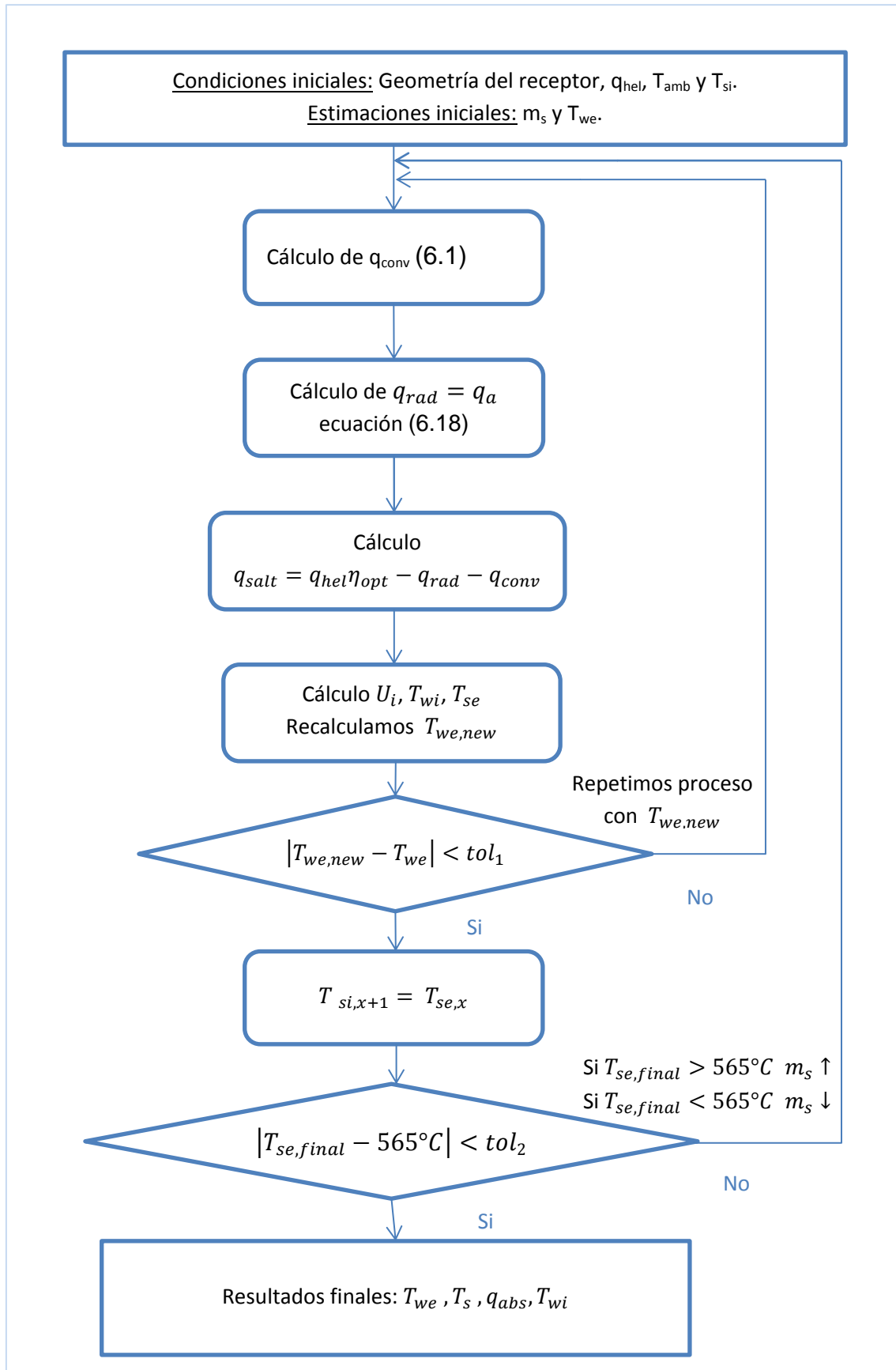


Figura 6.2: Flujograma de la estructura seguida para el análisis térmico del receptor solar



## 7. Análisis del receptor en condiciones nominales

Gracias a los cálculos anteriores podemos estudiar la evolución de la temperatura y la potencia a lo largo del receptor.

En primer lugar, analizamos la variación de temperaturas a lo largo del receptor. En la Figura 7.1 podemos ver las dos principales temperaturas de interés en este estudio. La temperatura de las sales a lo largo del tubo  $T_s$  crece desde su entrada a 290 °C en la cara norte del receptor hasta la cara sur por donde sale a 565 °C. La temperatura de entrada y salida de las sales son condiciones de esta instalación, puesto que las sales frías de entrada no pueden estar por debajo de 260 °C porque se congelarían y las sales calientes de salida no pueden pasar de 580 °C puesto que se descompondrían. Dado que estas temperaturas son fijas, el mayor interés del estudio de la temperatura es el entendimiento de su evolución.

Inicialmente, las sales aumentan rápidamente su temperatura con una tendencia de pendiente 1,3 mientras que al final del receptor el aumento se reduce al 0,5. Este comportamiento está especialmente ligado al calor recibido por los heliostatos. En la cara norte del receptor, la radiación es mayor por lo que el calor absorbido por el fluido aumenta con rapidez. Cuanto más se acerca a la cara sur, el fluido recibe menor radiación y por lo tanto el aumento de temperatura es más pequeño. A su vez, este comportamiento se acompaña de la capacidad de absorción de calor de las sales. Inicialmente las sales son capaces de absorber gran cantidad de calor, pero cuanto más aumenta su temperatura esta capacidad se ve limitada.

Otro comportamiento curioso de la evolución de la temperatura de las sales a lo largo del receptor es que, en los extremos de los tubos, la tasa de crecimiento se frena considerablemente como podemos observar en los puntos 10.5 y 21 de la abscisa de la Figura 7.1, puesto que la radiación incidente es menor en los extremos de los tubos, esto afecta a la absorción de calor por el fluido.

La evolución de la temperatura en la pared tiene un comportamiento más variable y por lo tanto más complejo. La temperatura de pared de los tubos pasa de 352 °C al principio del receptor a 583 °C al final de éste, como se puede ver en la Figura 7.1, los tubos aumentan su temperatura a lo largo del receptor. Sin embargo, la temperatura máxima que alcanzan los tubos del receptor es de 629 °C lo que evidencia que existen otros comportamientos además del simple incremento de temperatura.

En primer lugar, la variación de temperatura más llamativa es que dentro de cada tubo la temperatura de la pared tiene una variación de hasta 135 °C. Por ejemplo, en el primer tubo, la temperatura de la pared aumenta desde 352 °C en el punto 0 hasta 488 °C en el punto medio 5.25 del tubo y después decrece hasta 393 °C en el extremo final. Este comportamiento está ligado al flujo de radiación recibido por el receptor y se reproduce de la misma forma en todos los tubos del receptor. En los extremos de los tubos, la radiación recibida es menor que en el

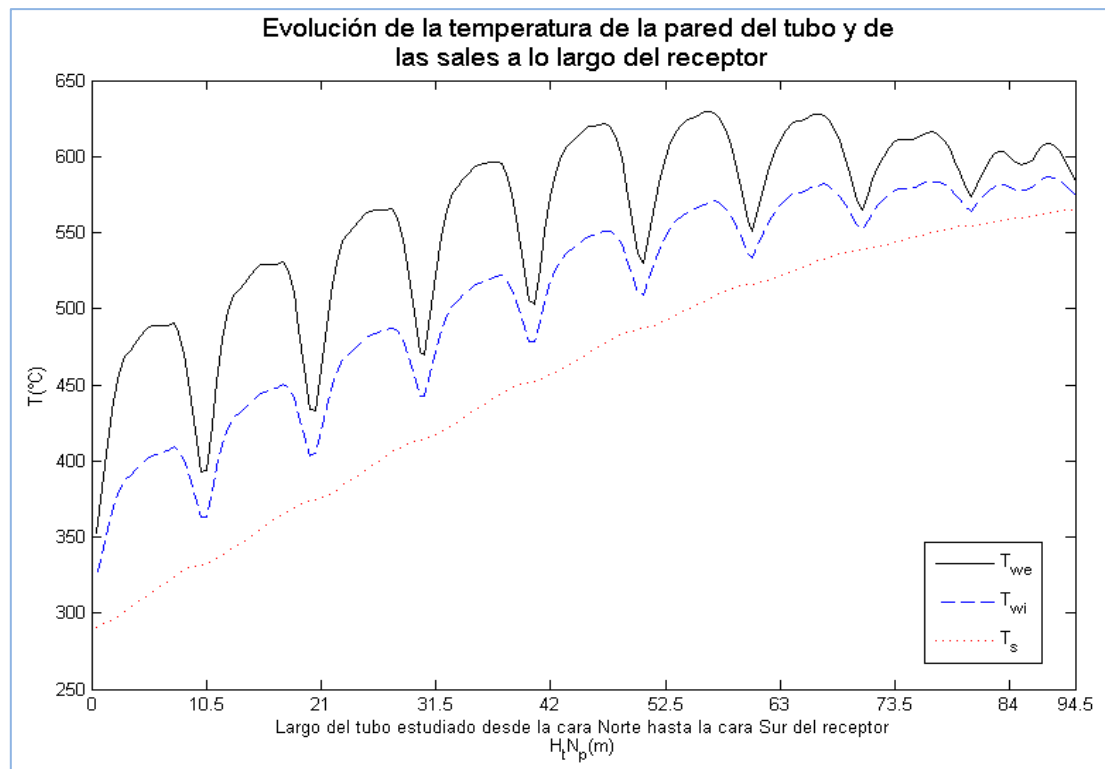
centro de cada uno de ellos, por lo tanto la temperatura de los tubos aumenta considerablemente en el centro de estos.

Por otra parte, puesto que el objetivo del receptor es transferir el máximo calor recibido al fluido, en el extremo final de cada el tubo debería volver a su temperatura inicial. Sin embargo, entre cada extremo de tubo también existe un incremento de temperatura de hasta 41 °C. A pesar de que los tubos transfieran gran parte del calor al fluido, estos también absorben una parte que no transfieren. En consecuencia, a lo largo del receptor, los tubos van ganando temperatura aumentando en total de 231 °C.

La temperatura máxima de los tubos 629 °C y se alcanza en el sexto panel del receptor. Si observamos el mapa de radiación en la Figura 5.2, la temperatura máxima del tubo se alcanza en 281° del mapa. Esta zona no corresponde a la zona de máxima radiación incidente, sin embargo está muy próxima. Esto demuestra que a lo largo de los tubos, estos absorben y conservan parte de la energía, que hace que incluso en zonas de menor radiación puedan alcanzar temperaturas muy elevadas puesto que ha almacenado calor anteriormente.

Además, cabe destacar el comportamiento de la temperatura de pared al final del receptor. En los últimos tubos, la temperatura de la pared no tiene un aumento y descenso sucesivos a lo largo del tubo. Por el contrario, el aumento de temperatura en la mitad del tubo se ve interrumpido por un descenso de la temperatura justo en el centro del tubo, como podemos observar entre los puntos 84 y 94.5 de la Figura 7.1. Este descenso muestra que el tubo cede más temperatura de la que recibe en este tramo del receptor. Puesto que la temperatura del tubo está por encima de la temperatura de las sales, en este tramo, las sales absorben energía del tubo dada la diferencia de temperatura entre las dos. Sin embargo, puesto que la radiación incidente al final del receptor es muy limitada, el tubo cede más energía a las sales de lo que recibe por parte de los heliostatos.

Por último, es importante analizar la temperatura interna de la pared  $T_{wi}$ . Consideraremos que esta temperatura es muy similar a la temperatura de película de las sales. Esta temperatura sigue el mismo comportamiento que la temperatura exterior del tubo aunque con valores inferiores, alcanzando una temperatura máxima de 586 °C. La importancia de esta temperatura se relaciona con las limitaciones que tienen el fluido térmico y el material del tubo. Como mencionado anteriormente, la temperatura máxima que puede alcanzar el fluido térmico antes de su descomposición es 580 °C. Además, este fluido a partir de los 620 °C tiene una gran capacidad de corrosión sobre el Inconel alloy 800H lo que daña enormemente los tubos del receptor [27]. Por esa razón es recomendable que la temperatura de película no alcance el valor máximo de 590 °C. En este caso, el valor de corrosión no se sobrepasa, sin embargo si se sobrepasa la temperatura de descomposición aunque por muy poco. Más adelante estudiaremos diseños alternativos de este receptor para intentar encontrar un modelo donde la temperatura de película de las sales no sobrepase los valores deseados.



**Figura 7.1: Evolución de la temperatura de la pared del tubo y de la temperatura de las sales a lo largo del receptor**

A continuación explicamos el comportamiento de las potencias a lo largo del receptor. Las potencias más relevantes en este estudio están representadas en la Figura 7.2.

En primer lugar, explicamos el comportamiento de  $Q_{hel}$ . Esta potencia corresponde a la potencia procedente de los heliostatos que es recibida por el tubo. Esta potencia está marcada por el mapa del flujo de radiación de la Figura 5.2 donde de norte a sur la potencia disminuye. En el centro de los tubos la potencia es mayor salvo al final del receptor donde esta potencia disminuye en la mitad de los tubos. En este caso sólo se representa un tubo por cada panel del receptor, por lo que empieza en las coordenadas (180, -5.25) y acaba en (340, 5.25) del mapa de radiación de la Figura 5.2.

Puesto que la potencia de radiación y convección dependen de la temperatura de la pared del tubo, y ésta a su vez depende de la radiación incidente, el comportamiento de la potencia de radiación emitida por los tubos y de la convección siguen el mismo comportamiento que la radiación incidente de los heliostatos. Cabe destacar la importancia de las pérdidas por radiación respecto a las pérdidas por convección. Las pérdidas por radiación llegan a alcanzar más del 87% de las pérdidas totales, en segundo lugar quedan las pérdidas por convección que son muy reducidas. Además tenemos en cuenta las pérdidas por reflexión  $Q_{refl}$ . Para los cálculos, las pérdidas por reflexión hacen parte de las pérdidas por radiación. Se puede observar en la Figura 7.2 que estas pérdidas suponen hasta un 50% de las pérdidas por radiación. Estas pérdidas dependen de la geometría del receptor, de cómo estén situados los tubos entre sí y de los materiales tanto del tubo como del receptor.

Por otra parte, puesto que la radiación absorbida por las sales sigue el balance de la ecuación (6.19), a continuación se muestra la dependencia entre las potencias antes mencionadas.

Además, si observamos estas potencias en la Figura 7.2, este balance se cumple a lo largo de todo el receptor.

$$Q_{abs} = Q_{hel} - Q_{rad} - Q_{conv} \quad (7.1)$$

Es importante destacar que a pesar de que la potencia absorbida por las sales inicialmente es muy alta llegando a alcanzar más de 670 MW, al final del receptor la absorción se reduce hasta 63 kW. Este comportamiento corrobora el anteriormente explicado: con la baja temperatura de las sales, éstas son capaces de absorber gran cantidad de calor. Sin embargo, cuanto más aumenta la temperatura de las sales, la potencia absorbida se ve enormemente reducida cuando la capacidad de almacenar calor de las sales se limita.

Para analizar la eficiencia térmica de este receptor, tenemos en cuenta toda la potencia absorbida a lo largo del receptor como se define en la ecuación (7.2). En total, la eficiencia del receptor es buena puesto que alcanza más de un 78%.

$$\varepsilon_t = \frac{\sum Q_{abs} \cdot N_{tp}}{\sum q_{hel} \cdot H_{tx} \cdot w_p} \quad (7.2)$$

Donde cada término corresponde a,

$\varepsilon_t$  : Eficiencia térmica de la capacidad de absorción de potencia de las sales en el receptor

$Q_{abs}$  : Potencia absorbida por las sales en un tramo de tubo [W]

$q_{hel}$  : Flujo de calor emitido por los heliostatos en el receptor en cada tramo de tubo [W/m<sup>2</sup>]

$N_{tp}$  : Número de tubos por panel

$H_{tx}$  : Altura de cada tramo de tubo [m]

$w_p$  : Ancho de cada panel [m]

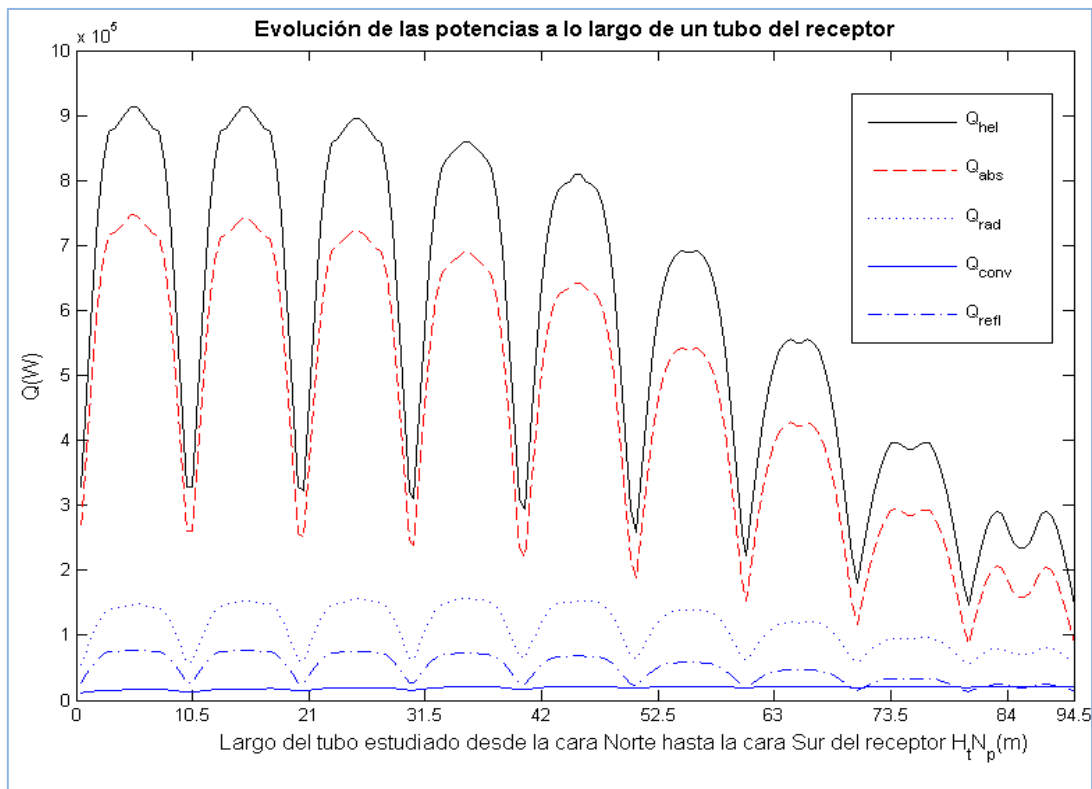


Figura 7.2: Evolución de las potencias a lo largo de un tubo del receptor (de la cara norte a la cara sur)

El análisis del modelo nominal estudiado en este apartado nos permite entender el comportamiento de las sales y el receptor bajo un flujo de radiación dado. Sin embargo, existen limitaciones en la aplicación real de este receptor que debemos tener en cuenta. Las limitaciones más importantes son las limitaciones físicas del receptor. A pesar de la gran capacidad de soportar grandes temperaturas, el material del tubo tiene límites mecánicos. Con el aumento de la temperatura y la gran variación de ésta a lo largo del receptor, los materiales no siempre son capaces de soportar las tensiones térmicas provocando deformaciones plásticas. Además a causa de la corrosión que sufren estos materiales por las sales pueden sufrir agrietamientos por corrosión bajo tensión. Estos límites mecánicos tienen que tenerse en cuenta pero como se explica en [22], los límites mecánicos son menos restrictivos que los límites térmicos. Además hay que tener en cuenta el aspecto económico de la instalación a la hora de diseñar el receptor. Por lo tanto, en el siguiente apartado estudiaremos variaciones del modelo nominal para determinar cuál es el diseño óptimo para esta instalación.

## 8. Variaciones de las condiciones nominales

Una vez estudiadas las condiciones nominales se han estudiado diferentes casos variando el número de paneles y del diámetro de los tubos. En total, se analizarán 20 casos compuestos por diferentes números de paneles (16, 18, 20 y 22) y diámetros de tubos (2.67, 3.34, 4.22, 4.83 y 6.03 cm). El objetivo de esta variación es encontrar el modelo óptimo para el diseño del receptor.

Para la comparación de cada modelo, se ha mantenido constante el diámetro total y la altura del receptor. Además, el mapa de radiación es el mismo puesto que se quiere comparar diferentes modelos bajo las mismas condiciones de radiación. También se mantienen la temperatura de entrada (290 °C) y de salida (565 °C) del receptor, puesto que son condiciones fijadas para esta instalación.

Inicialmente, con la variación del diámetro y el número de paneles, se calculará el número de paneles por tubo y la distancia entre ellos teniendo en cuenta que el número de paneles es un número entero. Después, para cada caso, se llevará a cabo el mismo modelo matemático anteriormente explicado. La variación de la geometría del tubo, manteniendo la radiación incidente y las temperaturas de entrada y salida del receptor, implica que el caudal que se obtiene para cada diseño sea diferente al que se utiliza en las condiciones nominales.

### 8.1. Análisis de la geometría del receptor

En primer lugar analizamos la geometría y el flujo de las sales en función de los diferentes diseños. Dentro de la geometría del receptor uno de los parámetros más importantes es el número de tubos. Éste define el flujo másico y el área capaz de absorber radiación, por lo que es de gran importancia su análisis para diseñar el receptor más idóneo.

Como es evidente, para un mismo diámetro de tubo, con el aumento del número de paneles, disminuye la cantidad de tubos por panel. Sin embargo como podemos observar en la Tabla 8.1, esto no implica ninguna relación directa con el número de tubos totales. Por otra parte, con el aumento del número de paneles aumenta también el flujo másico de las sales. Este aumento del flujo másico es favorable para la absorción del calor exterior como demuestra el estudio de Jianfeng et al. [28]. Sin embargo, como demuestran Yang et al. [29] el aumento de flujo másico tiene el inconveniente de perjudicar al tubo. Con el aumento del flujo másico, el tubo se ve sometido a un gran desgaste que se ve reflejado en la vida útil de los tubos.

Por otro lado, manteniendo el número de paneles y aumentando el diámetro del tubo, se reduce el número de tubos. Con la reducción del número de tubos también se reduce la

capacidad de absorber el calor incidente [30]. Puesto que el receptor necesita obtener una temperatura final fija, si el área de absorción se reduce tiene que compensarlo con el aumento del flujo másico. Como hemos explicado en el anterior párrafo el aumento del flujo másico es desfavorable a la vida útil del receptor.

En consecuencia el diseño más favorable teniendo en cuenta las características geométricas y de vida útil del receptor sería aquel con menor flujo másico. Los casos donde menos flujo másico existe son aquellos con menor número de paneles y menor diámetro de tubo.

Diámetro de tubo $D_t$ [cm]	Número de paneles $N_p$	Número de tubos por panel $N_{tp}$	Número total de tubos $N_{tt}$	Flujo másico de sales por tubo $m_{st}$ [kg/s]
2.67	16	56	896	4.4892
	18	50	900	5.0559
	20	45	900	5.6183
	22	41	902	6.1895
3.34	16	45	720	5.6063
	18	40	720	6.3162
	20	36	720	7.0202
	22	33	726	7.7346
4.22	16	35	560	7.0665
	18	32	576	7.9638
	20	28	560	8.8539
	22	26	572	9.7572
4.83	16	31	496	8.0745
	18	27	486	9.1011
	20	25	500	10.1191
	22	22	484	11.1546
6.03	16	25	400	10.0426
	18	22	396	11.3245
	20	20	400	12.5965
	22	18	396	13.8863

Tabla 8.1: Datos geométricos y del flujo del fluido térmico del receptor

## 8.2. Análisis de las temperaturas

En este apartado analizamos las temperaturas en función de las condiciones geométricas del receptor. Puesto que la temperatura de las sales tiene como condición pasar de 290 °C a 565 °C, este caso será igual para cualquier tipo de diseño por lo que su estudio de un caso a otro no tendrá grandes variaciones. Sin embargo el estudio de la temperatura de la pared es de gran interés para el diseño del receptor.

A la hora de estudiar el comportamiento del receptor en función de su geometría, estudiamos el comportamiento de la temperatura exterior e interior del tubo que tienen un comportamiento similar. En la Tabla 8.2 se observa las temperaturas máximas alcanzadas por

la pared del tubo en los diferentes casos. La tabla tiene una paleta de colores para destacar las diferencias de temperaturas de un caso a otro. La paleta de color pasa del rojo al verde equivalente a pasar de temperaturas más altas a temperaturas más bajas. Gracias a esta tabla se puede constatar que para un mismo diámetro de tubo, cuanto más aumenta el número de paneles más disminuye la temperatura máxima de pared. Esto se debe a que con el aumento de paneles, el número de tubos por panel disminuye pero el número total de tubos aumenta implicando que el flujo másico también aumenta. En consecuencia, cuanto más flujo másico, más calor es absorbido por las sales y por lo tanto el tubo no alcanza temperaturas tan altas.

Por otro lado, manteniendo el número de paneles constante y variando el diámetro de los tubos se puede constatar que con el aumento del diámetro, aumenta la temperatura máxima de pared. Esto se debe a que con el aumento del diámetro, el flujo másico se reduce limitando la capacidad del fluido a absorber calor. Cuanto menos calor absorbe el fluido, más calor reside en el tubo aumentando su temperatura máxima.

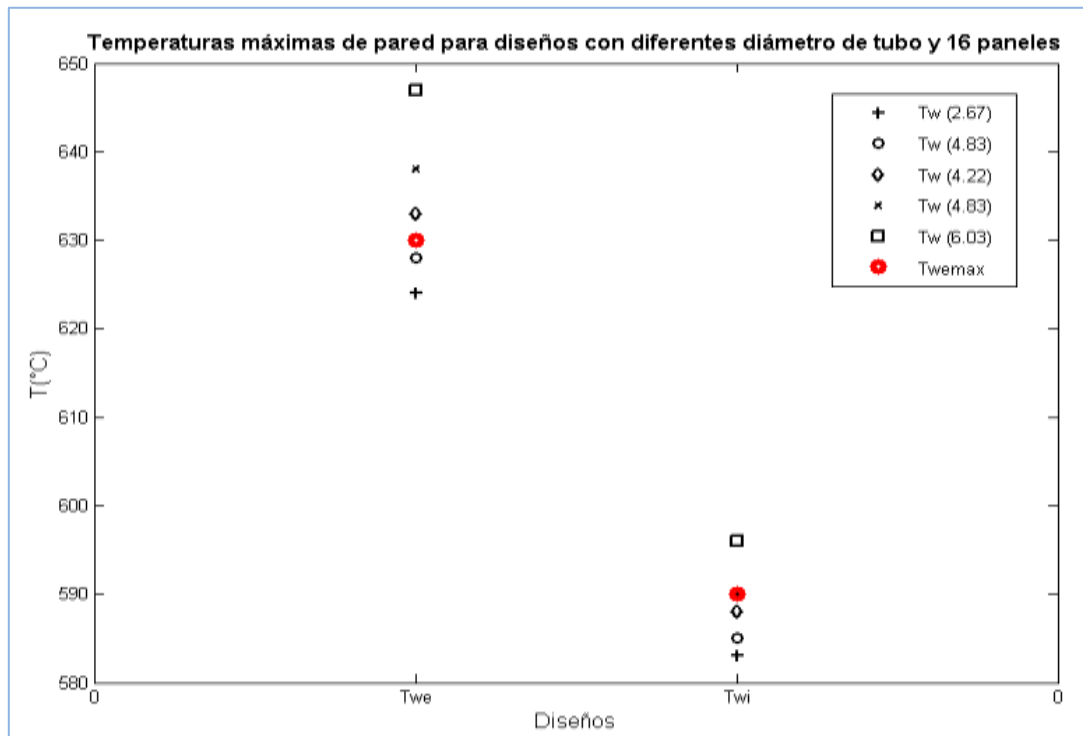
$D_t$ [cm]	$N_p$	$\max(T_{we})$ °C	$\max(T_{wi})$ °C
2.67	16	624	583
	18	620	583
	20	620	582
	22	619	581
3.34	16	628	585
	18	623	584
	20	623	584
	22	622	583
4.22	16	633	588
	18	629	586
	20	628	586
	22	626	585
4.83	16	638	590
	18	634	588
	20	632	587
	22	629	586
6.03	16	647	596
	18	643	592
	20	640	590
	22	636	589

Tabla 8.2: Temperaturas de tubo exterior e interior máximas para diferentes diseños de receptores

A la hora de diseñar el receptor es importante tener en cuenta la temperatura de la pared exterior. La temperatura de la pared exterior del tubo es la temperatura máxima que alcanza el tubo. Por eso, a la hora de estudiar las limitaciones del material del tubo tenemos que tener en cuenta que el Inconel alloy 800H puede soportar temperaturas de hasta 650 °C. Como podemos observar en la Tabla 8.2, en ningún diseño esta temperatura se sobrepasa asegurando el buen comportamiento de los tubos. Sin embargo, es más favorable aquel diseño que más se aleje de esta temperatura y hemos fijado un límite de la temperatura de pared



exterior de 620°C que permite asegurar que nunca se llegue a la temperatura máxima. Por lo que los diseños con diámetro de tubo 4.83 y 6.03 cm con temperaturas muy próximas al límite quedan descartados pues no cumplen las condiciones. A continuación, en la Figura 8.1, observamos como para el diseño de 16 paneles, las temperaturas exteriores de los diseños con gran diámetro están fuera de los límites fijados.



**Figura 8.1: Temperaturas máximas de pared interior y exterior para diferentes diseños (distintos diámetros de tubo para mismo número de paneles)**

Además es muy importante tener en cuenta la temperatura de película de las sales. En este caso, la asemejamos con la temperatura de pared interior del tubo. A partir de 580 °C las sales se descomponen y a partir de 620°C se vuelven muy corrosivas para el material de estos tubos. Por esa razón es de gran importancia que la temperatura de película de las sales esté siempre controlada. La temperatura de película es, por lo tanto, uno de los valores más restrictivos a tener en cuenta a la hora del diseño. En este caso, todas las temperaturas de película calculadas están por encima de la temperatura de descomposición pero por debajo de la temperatura de corrosión. A pesar de que es más favorable que la temperatura de descomposición no se alcance, puesto que la capa límite del fluido no es más que un 1% de todo el fluido que circula, estos valores son aceptables. Sin embargo, es de gran importancia para el buen funcionamiento de la instalación que en ningún caso se alcance la temperatura de corrosión, por ello fijamos un límite de temperatura de pared interna de 590 °C a partir del cual consideraremos que las temperaturas son demasiado altas. Al fijar este límite, descartamos una vez más los diseños de los tubos con diámetros a partir de 4.83 cm. En la Figura 8.1 podemos comparar cómo evolucionan las temperaturas máximas en función de los diferentes diámetros de tubos. Para el caso de 16 paneles, quedarían descartados los diseños con diámetro de tubo por encima de 4.22 cm.

Teniendo en cuenta todos los análisis hechos en este apartado, las condiciones de diseño más favorables en términos de limitaciones de temperatura son los diseños con más número de paneles y diámetros más pequeños. En este caso, correspondería al receptor con 22 paneles y diámetro de tubo de 2.67 cm. Con este diseño se obtendrían las temperaturas de pared y de capa límite del fluido más pequeñas.

### 8.3. Análisis de la eficiencia y diseño óptimo

Entre los diferentes modelos estudiados, hemos comparado los dos modelos (A y B) con temperaturas opuestos para analizar las pérdidas térmicas. El análisis muestra que el diseño con mayor número de tubos decrece considerablemente la temperatura de pared. Teniendo en cuenta que las pérdidas por radiación se relacionan con la temperatura elevada a la cuarta y que las pérdidas por convección son proporcionales a la temperatura, se compara las pérdidas por radiación y convección entre los diferentes diseños con mismo diámetro de tubo. La reducción de las pérdidas por radiación y convección entre los diferentes diseños se calcula según las siguientes fórmulas [31]:

$$Radiation\ loss\ reduction = \frac{T_{we,A}^4 - T_{we,B}^4}{T_{we,A}^4 - T_{we,B}^4} \times 100\% \quad (8.1)$$

$$Convection\ loss\ reduction = \frac{T_{we,A} - T_{we,B}}{T_{we,A} - T_a} \times 100\% \quad (8.2)$$

Para los diseños de diámetro de tubo 6.03 cm, entre el modelo con 16 paneles y 22 paneles, las temperaturas máximas de pared se han comparado. Cuantos más paneles, se pueden reducir las pérdidas conectivas más de un 1,7% y las pérdidas por radiación de casi un 5%. Sin embargo, comparando diseños de diámetros más pequeños, la reducción de las pérdidas térmicas es menos significativa entre los modelos con diferente número de paneles.

Para cada diseño hemos estudiado la eficiencia térmica del receptor gracias a la fórmula (7.2) explicada en el apartado 7. A pesar de la reducción de pérdidas térmicas anteriormente analizadas, el rendimiento para todos los casos es muy similar oscilando entre el 78 y el 79%. Es cierto que existe un aumento del rendimiento con la reducción del diámetro de tubo como se demuestra en [32], sin embargo las variaciones son muy reducidas. Es comprensible que el rendimiento térmico no varíe notablemente de un diseño a otro puesto que el objetivo de temperaturas a obtener por cada diseño era el mismo. Todos los diseños tienen el mismo objetivo de que las sales pasen de 290 °C a 565 °C. Además, aunque las pérdidas térmicas disminuyan, la cantidad de energía incidente aumenta. Por lo tanto a pesar de que entre diferentes diseños, los valores de las pérdidas sean diferentes, la variación de la eficiencia es muy limitada puesto que en total la potencia absorbida por las sales es muy similar.

Puesto que la eficiencia térmica no aporta grandes diferencias entre los diferentes diseños, para la elección del diseño óptimo habría que hacer un balance entre los aspectos geométricos

y térmicos. Teniendo en cuenta estos dos aspectos, las condiciones más favorables se dan para el diámetro de tubo más reducido. En el caso de las condiciones geométricas, con la reducción del diámetro el flujo térmico también se ve reducido aumentando la vida útil del receptor. Además, con un diámetro pequeño, las temperaturas de pared del tubo y de película de las sales son más pequeñas. Sin embargo, en la elección del número de paneles los beneficios son opuestos para cada caso. El aumento del número de paneles favorece el aspecto térmico puesto que reduce la temperatura, mientras que perjudica a la instalación al aumentar el flujo másico. Un balance entre las dos propuestas sería lo más equilibrado. Por lo tanto, el diseño óptimo teniendo en cuenta el análisis termodinámico sería una instalación con diámetro de tubo 2,67 cm y 18 paneles.

En condiciones ideales, los proyectos de ingeniería se podrían llevar a cabo sin tener en cuenta las limitaciones que escapan a este ámbito. Sin embargo, en la aplicación real de un proyecto, un factor de gran importancia a tener en cuenta es el aspecto económico. En el siguiente apartado desarrollamos este aspecto para tenerlo en cuenta en el diseño del receptor.

#### 8.4. Factor económico para el diseño del receptor

El factor económico de cualquier proyecto tiene gran importancia puesto que sin éste no existirían las instalaciones. Por ello, uno de los mayores objetivos de las energías renovables actuales es recortar los gastos tan elevados que tienen estas instalaciones. En concreto, las plantas de CSP tienen como objetivo la producción y venta de electricidad, por lo que gracias a la reducción de costes, la venta de electricidad se haría con un precio más competitivo.

El coste total de instalación de una planta de torre de concentración es de 10 520 USD/kWe según IRENA<sup>15</sup> [33]. Por lo que en una planta de torre de concentración como la de Gemasolar, con una potencia nominal de la turbina de casi 20 MWe costaría unos 165 millones de euros. La realidad muestra que este coste se eleva hasta más de 170 millones de euros. Por esa razón, uno de los principales objetivos actuales para estas instalaciones es reducir la inversión inicial haciendo que estos proyectos sean más interesantes para los inversores. En concreto, dos componentes de la instalación suponen una gran inversión inicial, el campo de heliostatos que puede llegar a suponer el 50% del coste inicial y el receptor que supone hasta un 12% del total. La optimización del receptor tiene como objetivo reducir el coste del receptor tanto a corto como largo plazo.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, el receptor tiene un coste aproximado de 20 millones de euros. Teniendo en cuenta que las dimensiones del receptor son constantes, consideraremos que existe un coste fijo del receptor de entorno a los 15 millones y que el resto depende de las características geométricas del receptor. Por lo que se ha realizado un estudio del coste variable del receptor para ver cuál es el coste óptimo de éste componente. Los costes aproximados en relación la geometría del receptor se ven en la Tabla 8.3.

---

<sup>15</sup> IRENA: International Renewable Energy Agency

Para cada uno de los modelos anteriormente analizados se han tenido en cuenta principalmente los costes en función del número y de las dimensiones de los paneles y los tubos. Por lo que con el aumento de número de tubos o paneles y el aumento del tamaño de estos, el coste aumenta. El número de tubos es el factor principal para determinar el coste óptimo de la instalación, como se puede observar en la Tabla 8.3. Por lo tanto, con el aumento del diámetro del tubo, el número de tubos disminuye por lo que el coste total del receptor también decrece. También hay que tener en cuenta que dentro del mismo diámetro de tubo, cuantos más paneles, más aumenta el coste, aunque esta variación sea menos importante. Estos resultados son poco favorables al análisis hecho con anterioridad. Según nuestros análisis anteriores las condiciones óptimas de utilización se dan para diámetros de tubos más pequeños. Teniendo en cuenta este factor, se tendrá que hacer un balance entre el coste y las condiciones óptimas, eligiendo un diseño donde los dos factores se tengan en cuenta.

Por otra parte, los costes actuales de mantenimiento suponen entre 1.5 y 5.5 millones de euros para una instalación como la de Gemasolar [33]. Dentro del gasto de mantenimiento los gastos principales son debidos a la reparación del campo de heliostatos y del receptor. Esto supone un gran gasto que se busca a reducir gracias a la mejora de las instalaciones. Como se puede observar en la Tabla 8.1, el flujo térmico dentro de cada tubo varía en función del diseño. Se puede constatar que el flujo másico necesario es mayor con el aumento de paneles y del diámetro del tubo. A corto plazo, el impacto económico de este dato es de menor importancia. Sin embargo, a largo plazo, el desgaste de la instalación aumenta considerablemente. Debido a la gran corrosión que las sales fundidas provocan a altas temperaturas, el aumento del flujo másico hace que esta corrosión se agrave. Teniendo en cuenta que cada tubo tiene un coste de más de 5000 €, los costes de mantenimiento a largo plazo se dispararían, pudiendo aumentar el coste de mantenimiento de más de un 10% [33]. Por esa razón, aumentar la vida útil de los tubos es de vital importancia para reducir los costes de mantenimiento de la instalación. En consecuencia sería recomendable utilizar un receptor con tubos de diámetro pequeño.

Por último es de gran importancia tener en cuenta el coste de funcionamiento de la instalación. El principal coste de funcionamiento del receptor es bombeo de las sales frías desde el tanque frío hasta lo alto de la torre donde se encuentra el receptor. El coste de bombeo aumenta con el flujo másico, por lo que con el aumento de número de paneles y del diámetro de los tubos este coste aumentaría considerablemente. Además, el aumento del flujo másico implica una mayor cantidad de fluido térmico en la instalación. Con un incremento del 1% del volumen de sales fundidas, el coste del fluido puede aumentar de más de 73 000€, por lo que la reducción del volumen es un aspecto que hay que considerar [34]. Por esa razón el diseño del receptor más económico en relación al coste de funcionamiento sería el receptor con tubos de 2.67 cm de diámetro y 16 paneles.

D <sub>t</sub>	N <sub>p</sub>	w <sub>p</sub>	N <sub>tp</sub>	Precio por panel	Precio total paneles	Precio total tubos	Precio parcial receptor
2.67	16	1.6388	56	16,400 €	262,400 €	4,480,000 €	4,742,400 €
	18	1.4586	50	14,600 €	262,800 €	4,500,000 €	4,762,800 €
	20	1.314	45	13,200 €	264,000 €	4,500,000 €	4,764,000 €
	22	1.1954	41	12,000 €	264,000 €	4,510,000 €	4,774,000 €
3.34	16	1.6388	45	16,400 €	262,400 €	3,672,000 €	3,934,400 €
	18	1.4586	40	14,600 €	262,800 €	3,672,000 €	3,934,800 €
	20	1.314	36	13,200 €	264,000 €	3,672,000 €	3,936,000 €
	22	1.1954	33	12,000 €	264,000 €	3,702,600 €	3,966,600 €
4.22	16	1.6388	35	16,400 €	262,400 €	2,912,000 €	3,174,400 €
	18	1.4586	32	14,600 €	262,800 €	2,995,200 €	3,258,000 €
	20	1.314	28	13,200 €	264,000 €	2,912,000 €	3,176,000 €
	22	1.1954	26	12,000 €	264,000 €	2,974,400 €	3,238,400 €
4.83	16	1.6388	31	16,400 €	262,400 €	2,628,800 €	2,891,200 €
	18	1.4586	27	14,600 €	262,800 €	2,575,800 €	2,838,600 €
	20	1.314	25	13,200 €	264,000 €	2,650,000 €	2,914,000 €
	22	1.1954	22	12,000 €	264,000 €	2,565,200 €	2,829,200 €
6.03	16	1.6388	25	16,400 €	262,400 €	2,160,000 €	2,422,400 €
	18	1.4586	22	14,600 €	262,800 €	2,138,400 €	2,401,200 €
	20	1.314	20	13,200 €	264,000 €	2,160,000 €	2,424,000 €
	22	1.1954	18	12,000 €	264,000 €	2,138,400 €	2,402,400 €

Tabla 8.3: Coste del receptor en función de su geometría

En conclusión, los receptores con tubos de diámetros de 2.67, 3.34 y 4.22 cm son los que mejor cumplen las condiciones óptimas de funcionamiento del receptor. Por lo que a pesar de que los receptores con diámetros de 4.83 y 6.03 cm sean más económicos no podrían ser utilizados en la instalación. Entre los receptores que cumplen con los requisitos necesarios para el buen funcionamiento de la instalación, el que tiene un diámetro de tubo de 2.67 cm tiene un coste inicial de más de 800 mil euros que el resto de receptores, por esa razón se descartaría actualmente como posible diseño para el receptor. Este modelo tiene las mejores condiciones para el funcionamiento de la instalación por lo que sería un diseño muy interesante su utilización en un futuro si los costes se redujeran o las instalaciones de producción de potencia ofreciesen precios más competitivos. Dadas las condiciones actuales de las instalaciones los dos receptores con mejores condiciones y costes asequibles son aquellos con tubos de diámetros entre 3.34 y 4.22 cm. Entre estos dos modelos, el de mayor diámetro es más económico a corto plazo, sin embargo a largo plazo puede aumentar el coste de mantenimiento de hasta 500 mil euros anuales. Dado el gran coste de mantenimiento que supone este diseño, en este informe nos inclinamos a utilizar tubos con diámetros de 3.34 cm. A pesar de la mayor inversión inicial, el mejor funcionamiento y el incremento de la vida útil del receptor hacen que este diseño sea más rentable a largo plazo.

Entre los diferentes modelos, los que tienen mayor número de paneles tienen mejores condiciones de funcionamiento. Dentro de los modelos con diámetro de tubo de 3.34 cm, el receptor con 22 paneles tiene unas condiciones muy parecidas al diseño de 2.67 cm de diámetro y 16 paneles. Esto demuestra que este modelo tiene unas condiciones muy buenas de funcionamiento pero con un coste de hasta 770 mil euros menos. Por otra parte, entre los

modelos con diámetro de tubo de 3.34 cm, la diferencia del coste inicial entre aquel con menor y mayor número de paneles es de 33 mil euros, por lo que la diferencia de precio proporcionalmente hablando es de menor importancia. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el coste a largo plazo debido a los costes de mantenimiento y de funcionamiento aumentan con el número de paneles. Todos estos análisis, permiten concluir que el diseño con mejores condiciones de funcionamiento dentro de un coste razonable y una inversión a futuro mejor es aquel con tubos de diámetro de 3.34 cm y 18 paneles.

## 9. Conclusiones

Se ha llevado a cabo el estudio de un receptor solar con características similares a las que se encuentran en las instalaciones de Gemasolar con el objetivo de estudiar con detalle la transferencia de calor en transitorio.

A lo largo del receptor, la energía absorbida por las sales sigue el mismo comportamiento que la energía de los heliostatos interceptada por el receptor. Por lo tanto, la máxima absorción sucede en la cara norte del receptor y en la mitad de la altura del tubo. La energía que proviene de los heliostatos es interceptada por los tubos en función de la geometría y el material del receptor por lo que se pierde parte de la energía a través de unas pérdidas por radiación. Sin embargo las pérdidas de mayor importancia en este estudio son las pérdidas por radiación seguidas de las pérdidas por convección. Finalmente, la energía absorbida por las sales en el receptor permite que este fluido pase de 290°C a 565°C desde la cara norte hasta el final del receptor en la cara sur.

Uno de los factores de más importancia en este estudio es la evolución de la temperatura tanto del fluido térmico como de los tubos del receptor. Para el buen funcionamiento de la planta es importante que la temperatura media del fluido no sobre pase la temperatura de descomposición de las sales de 580 °C. Además, la capa límite del fluido deberá permanecer por debajo de la temperatura a partir de la cual las sales corroen el Inconel Allow 800H (620°C). Estos límites de temperaturas deben cumplirse en todo momento para asegurar que la vida útil del receptor sea lo mayor posible. En este trabajo fijamos unas temperaturas más restrictivas para la temperatura de película del fluido y la temperatura externa de pared y así asegurar las mejores condiciones de trabajo.

Las temperaturas en el receptor varían de dos formas principalmente: de norte a sur a lo largo del receptor y en altura a lo largo de cada tubo. A lo largo del receptor, la absorción de calor es inicialmente muy rápida por lo que la temperatura de las sales aumenta con rapidez, decelerando al final del receptor. Esto se debe a la gran incidencia de radiación en la cara norte del receptor y a la gran capacidad de absorción de las sales frías que disminuye con el aumento de la temperatura. Por otra parte, existe una gran variación de temperatura dentro de cada tubo: las temperaturas son extremas en la mitad de la altura del tubo debido a la gran radiación incidente. Esto hace que la temperatura máxima del receptor se sitúe en el sexto panel del receptor, es decir, en la cara oeste y este. Por esa razón estos paneles serán aquellos que tengan las condiciones más extremas y deberán ser vigilados para asegurar que no sobrepasen los límites anteriormente mencionados.

Después del estudio realizado sobre el receptor inspirado de la instalación de Gemasolar, se han analizado diferentes diseños variando la geometría del receptor. El objetivo del nuevo diseño es obtener el mayor rendimiento y aumentar la vida del receptor. Después del análisis,

se comprueba que la variación del rendimiento entre los diferentes modelos es muy pequeña por lo que el objetivo principal pasa a ser el aumento de la vida útil del receptor. Los diseños con mayor vida útil son aquellos que tienen menor diámetro de tubo y mayor número de paneles. Dentro de los modelos estudiados, el que mejores condiciones de trabajo tiene es el que posee diámetro de tubos de 2.67 cm y 22 paneles por receptor. Sin embargo, los costes de estas instalaciones son muy elevados. Los costes iniciales de instalación aumentan enormemente con la reducción del diámetro; y los costes de funcionamiento y mantenimiento aumentan cuantos más paneles hay en el receptor. Puesto que debe existir un balance entre el diseño óptimo y el coste de éste, se propone como diseño alternativo al de Gemasolar un receptor con 18 paneles y diámetro de 3.34 cm. A pesar de que el coste inicial de este diseño es más caro que el que se utiliza actualmente en Gemasolar, a largo plazo los costes son menores. Además, puesto que la vida útil de este diseño es mayor, la inversión inicial se diluye en una franja de tiempo mayor.



## Bibliografía

- [1] I. E. A. (IEA/OECD), "Topics : Renewables," [Online]. Available: <http://www.iea.org/topics/renewables/>.
- [2] I. E. A. (IEA/OECD), "Key World Energy Statistics," 2013.
- [3] U. S. E. I. A. (EIA), "International Energy Statistics," <http://www.eia.gov>.
- [4] BP, "BP Statistical Review of World Energy 2014," 2014.
- [5] I. E. A. (IEA/OECD), "World Energy Investment Outlook," 2014.
- [6] I. E. A. (IEA/OECD), "Energy Policies of IEA Countries - Spain review," 2009.
- [7] I. E. A. (IEA/OECD), "Energy Policy Highlights," 2013.
- [8] G. d. E. Ministerio de Industria Energía y Turismo, "La Energía en España," Secretaria General Tecnica, Madrid, 2011.
- [9] E. U. EUROSTAT Statistical Office, "Eurostar metadata".
- [10] I. M. F. International Monetary Fund, "World Economic Outlook WEO," 2014.
- [11] I. E. A. (IEA/OECD), "Topics: Solar (PV and CSP)," [Online]. Available: <http://www.iea.org/topics/solarpvandcsp/>.
- [12] I. E. A. (IEA/OECD), "Technology Roadmap: Concentrating Solar Power," 11 May 2010.
- [13] M. L. L. W. Michel albuissou, "Average solar radiation (1990-2004)," Centre for Energy and Processes, Ecoles des Mines de Paris /Armines / CNRS, 2006.
- [14] I. D. A. E. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, "Boletín Estadístico de las Energías Renovables," Ministerio de Industria, Energía y Turismo - Gobierno de España, 2010.
- [15] S. S. F. Lenzen, "IEA CSP Workshop," 2014.
- [16] I. E. A. (IEA/OECD), "Solar Energy Perspectives - Renewable Energy Technologies," Organization for Economic Cooperation and Development, 2011.
- [17] C. E. N. E. R. -. C. I. E. M. A. T. Centro Nacional de Energías Renovables, "EASY (heliostats for easy and smart deployment): Desarrollo de un helióstato avanzado (2012-2015)," 2014. [Online].
- [18] A. Miliozzi, G. M. Giannuzzi, P. Tarquini and A. La Barbera, "Fluido termovettore: dati di

base della miscela di nitrati di sodio e potassio. ENEA Internal Report," June 2001.

- [19] M. Izquierdo Millán, "Centrales Termosolares," in *Energías Renovables*, Noviembre de 2013.
- [20] C. Torresol Energy, "Funcionamiento de Gemasolar".
- [21] F. P. Incropera and D. P. DeWitt, "Fundamentos de Transferencia de Calor," Pearson - Prentice Hall, 2009.
- [22] M. R. Rodríguez Sánchez, A. Soria Verdugo, J. A. Almendros Ibañez, A. Acosta Iborra and D. Santana, "Thermal design guidelines of solar power towers," *Applied Thermal Engineering*, pp. 428-438, 2014.
- [23] J. K. D.L. Siebers, "Estimating Convective Energy Losses from Solar Central Receivers," Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1984.
- [24] M. F. Modest, Radiative Heat Transfer, Elsevier, 2013.
- [25] X. Berger, D. Buriot and F. Garnier, "About the equivalent radiative temperature for clear skies," *Solar Energy* 6, pp. 725-733, 1984.
- [26] A. B. Zavoico, "Solar Power Tower, Design Basis Document (Revision 0)," Sandia National Laboratories, Nexant, San Francisco, CA 94104, July 2001.
- [27] R. W. Bradshaw and S. H. Goods.
- [28] L. Jianfeng, D. Jing and Y. Jianping, "Heat transfer performance of an external receiver pipe under unilateral concentrated solar radiation," *ScienceDirect - Solar Energy*, pp. 1879-1887, 2010.
- [29] X. Yang, X. Yang, J. Ding, Y. Shao and H. Fan, "Numerical simulation study on the heat transfer characteristics of the tube receiver of the solar thermal power tower," *ScienceDirect - Applied Energy*, pp. 142-147, 2012.
- [30] C. K. Ho and I. Brian D., "Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power," *ScienceDirect - Renewable and Sustainable Energy* 29, pp. 835-846, 2014.
- [31] M. Yang, X. Yang, X. Yang and J. Ding, "Heat transfer enhancement and performance of the molten salt receiver of a solar power tower," *ScienceDirect - Applied Energy* 87, pp. 2808-2811, 2010.
- [32] J. M. Lata, M. Rodríguez and M. Álvarez de Lara, "High flux central receivers of molten salts for the new generation of commercial stand-alone solar power plants," *Journal of Solar Energy Engineering*, pp. 130-135, 2006.

- [33] I. R. E. N. A. International Renewable Energy Agency, "Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series - Concentrating Solar Power," June 2012.
- [34] A. Mathur, R. Kasetty, J. Oxley and K. Mendez, "Using Encapsulated Phase Change Salts For Concentrated Solar Power Plant," *SolarPACES*, 2013.